

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Юргинский технологический институт
Направление подготовки: 20.03.01 Техносферная безопасность
Профиль: Защита в чрезвычайных ситуациях
Отделение техносферной безопасности

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»

УДК 614.8:622.691.4.05(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
17Г51	Крючкова Софья Олеговна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОТБ	Мальчик А.Г.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЦТ	Лизунков В.Г.	к.пед.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОТБ	Луговцова Н.Ю.	к.т.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Спец. по УМР	Журавлев В.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. руководителя ОТБ	Солодский С.А.	к.т.н.		

Юрга – 2019 г.

Планируемые результаты обучения по основной образовательной программе
направления 20.03.01 – Техносферная безопасность

Код результатов	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые и специальные естественнонаучные и математические знания, достаточные для комплексной инженерной деятельности в области техносферной безопасности.
P2	Применять базовые и специальные знания в области техносферной безопасности для решения инженерных задач.
P3	Ставить и решать задачи комплексного анализа, связанные с организацией защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера, с использованием базовых и специальных знаний, современных аналитических методов и моделей, осуществлять надзорные и контрольные функции в сфере техносферной безопасности.
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования, включающие поиск и изучение необходимой научно-технической информации, математическое моделирование, проведение эксперимента, анализ и интерпретацию полученных данных, на этой основе разрабатывать технику и технологии защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера в соответствии с техническим заданием и с использованием средств автоматизации проектирования.
P5	Использовать знание организационных основ безопасности различных производственных процессов, знания по охране труда и охране окружающей среды для успешного решения задач обеспечения техносферной безопасности.
P6	Обоснованно выбирать, внедрять, монтировать, эксплуатировать и обслуживать современные системы и методы защиты человека и природной среды от опасностей, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья, безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
Универсальные компетенции	
P7	Использовать базовые и специальные знания в области проектного менеджмента для ведения комплексной инженерной деятельности.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.
P10	Демонстрировать знания правовых, социальных, экономических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности.
P11	Демонстрировать способность к самостоятельной работе и к самостоятельному обучению в течение всей жизни и непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
 ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	Юргинский технологический институт
Направление	Техносферная безопасность
Профиль	Защита в чрезвычайных ситуациях
Отделение	Техносферной безопасности

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя ОТБ
 _____ С.А. Солодский
 « ___ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
17Г51	Крючкова Софья Олеговна

Тема работы:

Разработка плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№11/С от 31.01.2019г.

Срок сдачи студентами выполненной работы:	08.06.2019г.
---	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Общая протяженность газопроводов 253 км, в том числе магистральных газопроводов 157 км, распределительных газопроводов высокого давления 91 км, подводных переходов - 1,5 км, газопроводов-отводов 3,5 км. Среднее давление для первого аварийного участка газопровода $2,76 \cdot 10^6$ Па Средняя температура для первого аварийного участка газопровода 279,65 К Производительность газопровода в нормальном режиме его эксплуатации 4,979099 млн. м ³ /сут Давления в начале газопровода до его разрыва $2,81 \cdot 10^6$ Па Давления в конце газопровода до его разрыва $2,71 \cdot 10^6$ Па
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 изучить и проанализировать имеющуюся организационную и нормативно-техническую документацию; 2 рассмотреть характеристику производственного объекта

	<p>и выбрать методы исследования;</p> <p>3 выполнить расчет критериев взрывопожарной и пожарной опасности при разрыве одной нитки магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» и проанализировать готовность имеющихся средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения задачам локализации и ликвидации последствий аварий;</p> <p>4 регламентировать порядок первоочередных действий при получении сигнала об аварии (ЧС) на объекте и установить порядок действий производственного персонала, АБ, НАСФ и НФГО по локализации аварий и ликвидации аварий и ЧС, и их последствий</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОЦТ Лизунков Владислав Геннадьевич
Социальная ответственность	ассистент ОТБ Луговцова Наталья Юрьевна
Нормоконтроль	Специалист по УМР Журавлев В.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОТБ	Мальчик А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
17Г51	Крючкова Софья Олеговна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) содержит 93 с., 11 таблиц, 3 рисунка, 64 источника.

Ключевые слова: ЧРЕЗВЫЧАЙНАЯ СИТУАЦИЯ, АВАРИЯ, ГАЗОПРОВОД, АВАРИЙНАЯ БРИГАДА ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ АВАРИИ, АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНАЯ БРИГАДА, АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНАЯ РАБОТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, УЩЕРБ.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов Юргинского ЛПУМГ при разрыве с возгоранием газа по сценарию «струевое пламя».

Объектом выпускной квалификационной работы является одна нитка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».

Предметом выпускной квалификационной работы является анализ сценария аварии «Разрыв газопровода без возгорания» оперативной части на линейной части МГ специального раздела ПЛА.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан порядок действий производственного персонала (руководителей и работников) Юргинского ЛПУМГ в случае аварии на ОПО по сценарию «Разрыв газопровода с возгоранием» для оперативной части на линейной части МГ специального раздела плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах магистрального газопровода Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Abstract

The graduate paper contains 93 pages, 11 tables, 3 drawings, 64 sources.

Key words: EMERGENCY, ACCIDENT, GAS PIPELINE, EMERGENCY CREW FOR ACCIDENT ISOLATION, RESCUE CREW, EMERGENCY RESCUE SERVICE, SAFETY, DAMAGE.

The purpose of the graduate work is development of a plan for the localization and liquidation of accidents on the linear part of the Yurginsky LPUMG gas pipelines at gas rupture with gas fire according to the «jet flame» scenario.

The object the graduate work is the main gas pipeline "Parabel-Kuzbass".

The subject of the graduate work is the analysis of the accident scenario “gas line rupture without ignition» of the operational part of the compressor station of the special section according to emergency response plan.

As a result of the graduate work, the procedure for the actions of the production personnel (managers and employees) of the Yurga operating department of the main pipeline was developed in the event of an accident at the hazardous facility according to scenario «gas line rupture without ignition» for the operational part of the compressor station of the special section of the operating department of Yurga the main pipeline Gazprom Transgaz Tomsk.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Авария: Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [1].

Зона негативного воздействия поражающего фактора: Зона территориального (на уровне земли) распределения физической характеристики заданного поражающего фактора аварии вокруг места возникновения аварии, ограниченная изолинией заранее установленного порогового значения данной физической характеристики [2].

Зона потенциального поражения: Зона территориального (на уровне земли) распределения условных вероятностей поражения человека заданным поражающим фактором аварии, ограниченная изолинией условной вероятности гибели человека, равной 0,01 (один процент) [2].

Ликвидация последствий аварии на опасном производственном объекте: Комплекс мероприятий, проводимых после ликвидации аварии на опасном производственном объекте с целью полного восстановления работоспособности самого объекта, а также возмещения ущерба, причиненного людям, объектам окружения и природной среде [3].

Линейная часть магистрального газопровода: Совокупность участков магистрального газопровода, соединяющих компрессорные станции между собой либо с газораспределительными станциями, и сооружений, входящих в состав газопровода: отводов, лупингов, перемычек, запорной арматуры, переходов через естественные и искусственные препятствия, узлов редуцирования давления, узлов очистки полости газопроводов, устройств для ввода метанола, установок электрохимической защиты от коррозии, сооружений

технологической связи, средств телемеханики, линий электроснабжения, противопожарных средств, противоэрозионных средств, сооружений линейно-эксплуатационной службы, вдольтрассовых проездов, вертолетных площадок [2].

Локализация аварии на опасном производственном объекте: Комплекс оперативных мероприятий, проводимых при возникновении аварии на опасном производственном объекте, в результате которых устраняются угроза дальнейшей эскалации аварии [3].

Магистральный газопровод: Магистральный трубопровод, предназначенный для транспортировки природного газа [2].

Ответственный руководитель работ по локализации и ликвидации аварии: Должностное лицо филиала газотранспортного дочернего общества (руководитель, технический руководитель, заместитель руководителя, представитель), назначенное приказом руководителя дочернего общества для оперативного руководства работами по локализации и ликвидации аварии на опасных производственных объектах филиала газотранспортного дочернего общества [3].

Последствия аварии: Явления, процессы, события и состояния, обусловленные возникновением аварии на опасном производственном объекте (травмирование людей, нанесение ущерба владельцу, третьим лицам или окружающей среде) [2].

Разрушение: Событие, заключающееся в деформировании, изменении геометрических размеров конструкций или отдельных элементов технологической системы (с возможным разделением их на части) в результате силовых, термических или иных воздействий, сопровождающееся нарушением работоспособности объекта [2].

Условная вероятность поражения людей: Вероятность гибели человека при условии нахождения его под воздействием заданного поражающего фактора аварии [2].

Утечка на объекте магистрального трубопроводного транспорта газов: Неконтролируемый выход транспортируемого газа в атмосферу или помещение компрессорной станции, газораспределительной станции или автомобильной газонаполнительной компрессорной станции без признаков аварии, но требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта [2].

Ущерб от аварии: Потери (убытки) в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека, а также при негативном изменении окружающей среды, причиненные в результате аварии на ОПО объекте и исчисляемые в натуральной (денежной) форме [2].

Обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

АЗ – аварийный запас;

АБ № 1 – аварийная бригада № 1 по локализации аварии;

АБ № 2 – аварийная бригада № 2 по локализации аварии;

АБ № 3 – аварийная бригада № 3 по локализации аварии (звено разведки);

АВБ – аварийно-восстановительная бригада;

АГРС – автоматическая газораспределительная станция;

АСДНР – аварийно-спасательные и другие неотложные работы;

АСДО – автоматизированная система диагностики оборудования;

АСПО, КЗ и ПТ – автоматическая система пожаробнаружения, контроля загазованности и пожаротушения;

АСУ ТП – автоматизированная система технологических процессов;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ГВС – газовоздушная смесь;

ГКС – газокомпрессорная служба;

ВВС – воздушная волна сжатия;

ВПЧ – ведомственная пожарная часть;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ВУВ – воздушная ударная волна;

ГВС – газовоздушная смесь;

ГКС – газокompрессорная служба;

ГРС – газораспределительная станция;

ГТС – газотранспортная система;

ДС – диспетчерская служба;

ДПК – добровольная пожарная команда;

ЗРА – запорно-регулирующая арматура;

КС – компрессорная станция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КЧС и ОПБ – комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности;

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода;

ЛЭП – линия электропередач;

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;

НАСФ – нештатное аварийно-спасательное формирование;

ОПО – опасный производственный объект;

ОРИОН-ПРО – система охранной сигнализации;

ПДС – производственно-диспетчерская служба газотранспортного общества ООО «Газпром трансгаз Томск»;

ПЛА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (план локализации и ликвидации аварий);

ПТЭ – правила технической эксплуатации;

РСЧС – Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

САУ ГПА – система автоматического управления газоперекачивающим агрегатом;

САУ Э – система автоматического управления энерговодоснабжением;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СКЗ – станция катодной защиты;
СЛТМ – система линейной телемеханики;
СМР – строительно-монтажные работы;
ТМ – контрольный пункт телемеханики;
ТЦ – транспортный цех;
УАВР – Управление аварийно-восстановительных работ;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЭТВС – энерготепловодоснабжение;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

СТО Газпром 2-3.5-454-510 Правила эксплуатации магистральных газопроводов [4];

ГОСТ Р 22.8.01-96 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования [5];

Рекомендации по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 781) [6];

Р Газпром 2-Х.Х-XXX-2015 Рекомендации организации. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации ОАО «Газпром». Разработка и утверждение плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов [3];

Постановление Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах» [7].

Оглавление

	С.
Введение	14
1 Литературный обзор	16
2 Объект и методы исследования	20
2.1 Административно-географическая (природно-климатическая, географо-экономическая) характеристика района расположения объекта	20
2.2 Характеристика производственной деятельности объекта	22
2.2.1 Общие сведения о предприятии	22
2.2.2 Характеристики опасных веществ, используемых на производстве	25
2.2.3 Описание технологического процесса	26
2.2.4 Система охраны окружающей среды на предприятии	29
2.3 Аварийные ситуации на компрессорной станции	31
2.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций	31
2.3.2 Аварии на КС, сценарии развития аварий	32
2.3.3 Мероприятия, направленные на локализацию и ликвидацию аварий (ЧС)	33
2.3.4 Порядок выполнения планируемых мероприятий	35
2.4 Методы исследования	36
3 Расчеты и аналитика	38
3.1 Расчет интенсивности истечения газа из однониточного газопровода	39
3.1.1 Этап I. Расчет массового расхода газа из аварийного газопровода от момента аварии до отсечения аварийной секции $t_{\text{д}}$	41
3.1.2. Этап II. Расчет массового расхода газа из аварийного газопровода после локализации аварии.	45
3.2 Расчёт параметров газового облака, сформированного при аварийном истечении газа	46
3.3 Расчет степени поражения ударной волной персонала	49
3.4 Расчет интенсивности теплового излучения огненного шара и оценка вероятности смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы облучения	52
3.5 Анализ готовности средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения	55
3.6 Организация управления, сбор аварийных бригад по локализации аварий, состава НАСФ	57
3.7 Ликвидации последствий аварий и чрезвычайных ситуаций	59
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
4.1 Расчет экономических затрат на восстановление газопровода и ликвидацию аварии.	61

4.2 Расчет затрат на ремонт и восстановление газопровода после аварии	67
4.2.1 Стоимость труб	68
4.2.2 Стоимость монтажных работ	68
5 Социальная ответственность	70
5.1 Организация рабочего места оператора компрессорной станции	70
5.2 Анализ выявленных вредных факторов	71
5.2.1. Недостаточное освещение рабочей зоны	71
5.2.1.1 Расчет параметров освещения в помещении «Дежурная комната»	72
5.2.2. Несоответствие параметрам микроклимата	75
5.2.3. Повышенный уровень вибрации	77
5.2.4. Повышенный уровень производственного шума	79
5.3 Анализ выявленных опасных факторов	81
5.3.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи	81
5.4 Охрана окружающей среды	82
5.5. Защита в ЧС	82
Заключение	84
Список использованных источников	86
Приложение А	94
Приложение Б	99
Приложение В	101

Введение

Юргинское ЛПУМГ – опасный производственный объект I класса. Являясь, структурным подразделением ООО «Газпром трансгаз Томск» ЮЛПУМГ транспортирует природный газ потребителям Кузбасса, г. Юрги, Юргинского района и Новосибирской области. Транспортировка газа производится по магистральным газопроводам с подключением компрессорных станций. Подача природного газа потребителям осуществляется через автоматическую газораспределительную станцию г. Юрга.

Юргинское ЛПУМГ свою деятельность осуществляет на основании федеральных норм и правил, Постановлений Правительства, нормативно-технической документации заводов-изготовителей, правил и инструкций по эксплуатации и охране труда, а также лицензий, оформленных в соответствии с установленными законодательством требованиями.

Основными задачами Юргинского ЛПУМГ являются бесперебойная подача газа потребителям, эксплуатация объектов МГ, предупреждение и ликвидация возможных аварий и ЧС, обучение сотрудников своевременным и грамотным действиям в ЧС природного и техногенного характера, организации и проведению АСДНР, оказание пострадавшему населению первой помощи при авариях и ЧС на ОПО.

Актуальность выбранной темы исследования заключается в том, что газопровод по транспортировке газа представляет собой объект повышенной опасности, на котором происходят чрезвычайные ситуации, приводящие к утечке газа, взрыву и возникновению пожара, при этом происходит травмирование и даже гибель людей, повреждение и уничтожение материальных ценностей, нанесение ущерба окружающей природной среде, которые необходимо в короткий срок локализовать и ликвидировать с наименьшим ущербом.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка порядка действий производственного персонала Юргинского ЛПУМГ в случае аварии на

опасном производственном объекте по сценарию аварии «Разрыв газопровода с возгоранием».

Объектом выпускной квалификационной работы является компрессорный цех компрессорной станции КС-6 «Просоково» Юргинского ЛПУМГ.

Предметом выпускной квалификационной работы является анализ сценария аварии «Разрыв газопровода с возгоранием» оперативной части специального раздела ПЛА.

Задачи:

- изучить и проанализировать имеющуюся организационную и нормативно-техническую документацию;
- рассмотреть характеристику производственного объекта и выбрать методы исследования;
- выполнить расчет критериев взрывопожарной и пожарной опасности при разрыве одной нитки магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» и проанализировать готовность имеющихся средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения задачам локализации и ликвидации последствий аварий;
- регламентировать порядок первоочередных действий при получении сигнала об аварии (ЧС) на объекте и установить порядок действий производственного персонала, АБ, НАСФ и НФГО по локализации аварий и ликвидации аварий и ЧС, и их последствий;
- оценить ущерб, который наносится окружающей природной среде и ОЭ и проанализировать влияние вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте диспетчера.

1 Литературный обзор

При разработке и написании выпускной квалификационной работы изучались и применялись нормативно правовые документы, устанавливающие порядок действий производственного персонала предприятий при предупреждении, возникновении и ликвидации чрезвычайных ситуаций на опасном производственном объекте.

ГОСТ Р 51901.1-2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем» [8] устанавливает руководящие указания по выбору и реализации методов анализа риска, главным образом для оценки риска технологических систем. В настоящем ГОСТе отражены цель и основные концепции анализа риска, категории риска, а также применение анализа риска на различных стадиях производственного цикла.

ГОСТ Р 51901.12-2007 «Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов» [9] устанавливает методы анализа видов и последствий отказов, видов, последствий и критичности отказов и дает рекомендации по их применению для достижения поставленных целей.

ГОСТ Р 56091-2014 «Техническое расследование и учет аварий и инцидентов на объектах Единой и региональной систем газоснабжения» [10]. В основе этого стандарта лежат требования, предъявляемые действующим Федеральным законодательством к процедурам расследования причин аварий и инцидентов на опасных производственных объектах различного назначения.

Отвечая требованиям Федеральных нормативных правовых актов и документов к порядку организации работ, оформлению, учету и анализу причин аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, настоящий стандарт:

– детализирует их с учетом практики эксплуатации объектов Единой и региональных систем газоснабжения Российской Федерации, в том числе –

накопленного опыта расследования причин возникновения аварий и инцидентов на действующих объектах;

– устанавливает единые требования к порядку расследования аварий и инцидентов на однотипных (Единой, региональных) системах газоснабжения Российской Федерации.

Единая и региональные системы газоснабжения относятся к открытым человеко-машинным энергетическим системам непрерывного действия, предназначенным для добычи, транспортирования, переработки и хранения природного газа и газового конденсата, обладающим (в той или иной степени) структурным резервированием и не исключающим возможности возникновения отказов элементов, реализующихся в виде аварий или инцидентов.

Единая система газоснабжения включает объекты:

– добычи (от присоединительного фланца шлейфа скважины к фонтанной арматуре до узла подключения к газотранспортной системе);

– транспортирования (до присоединительного фланца выходного трубопровода газораспределительной станции к трубопроводу газораспределительной системы, не входящей в состав Единой системы газоснабжения, либо до границы раздела эксплуатационной ответственности, установленной актом);

– переработки и хранения газа, а также переработки, транспортирования и хранения газового конденсата и продуктов их переработки.

Рассматриваемые системы газоснабжения – как Единая, так и региональные – состоят из опасных производственных объектов, при эксплуатации которых могут возникать аварии или инциденты.

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов» [11] устанавливает требования к надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром», в состав которых входят объекты линейной части, компрессорные станции, газораспределительные станции и др. объекты.

устанавливает требования к приемке в эксплуатацию объектов и сооружений МГ, установлению РРД, к охранной зоне, зоне минимальных расстояний, к территориям, зданиям и сооружениям, газопроводам и трубопроводной арматуре, к организации работ по локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий, к сварке и контролю качества сварных соединений, к теплоснабжению, водоснабжению, газоснабжению и др.

СТО Газпром 18000.1-001-2015 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Основные положения» [12] устанавливает единый порядок организации и проведения работ по охране труда и пожарной безопасности, которые рассматриваются как обязательные для исполнения всеми работниками, регламентирует управление рисками в области охраны труда и пожарной безопасности, достижения целей и принятых обязательств Политики, обеспечивает пользователей последовательным описанием ЕСУОТ и ПБ, всех ее отдельных элементов, процедур управления и их взаимосвязей, а также устанавливает порядок взаимодействия между структурными подразделениями, работниками Компании в рамках ЕСУОТ и ПБ.

Р Газпром 2-2.3-1002-2015 «Рекомендации организации. Разработка и утверждение плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов» [13] разработаны для подготовки ПЛА с учетом требований федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1].

Рекомендации распространяются на ОПО линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» и применяются его структурными подразделениями и дочерними обществами.

Р Газпром 2-2.3-1002-2015 содержат требования к назначению и задачам, организации разработки, пересмотра, согласования и утверждения ПЛА. Рекомендации раскрывают структуру ПЛА и его оформление.

На данный момент в Юргинском ЛПУМГ оперативная часть стандарта, действующего ПЛА не совпадает с требованиями, следовательно, необходимо

разработать новый План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром Трансгаз Томск». По требованиям на предстоящий год ПЛА должен быть в трех отдельных книгах:

- Книга 1. Общий раздел плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;
- Книга 2. Специальные разделы плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;
- Книга 3. Расчетно-пояснительная записка к Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий

2 Объект и методы исследования

2.1 Административно-географическая (природно-климатическая, географо-экономическая) характеристика района расположения объекта

Компрессорная станция «Проскоково» находится в Юргинском районе, который расположен в северо-западной части Кемеровской области между 55-и 56 градусами северной широты. Границы района: северная граница – Томская область, восточная граница – Яшкинский район Кемеровской области, южная граница – Топкинский район Кемеровской области и западная граница – Новосибирская область.

Юргинский район занимает 2,6 тыс. км² территории. Расположен на стыке Западно-Сибирской низменности и Кузнецкой котловины. Поверхность района в основном равнинная местность с незначительными холмами и оврагами. Присутствует общее повышение рельефа с северо-запада на юго-восток. К лесостепной местности относятся только несколько сёл: Варюхино, Кожевниково, Большеямное и Новороманово. Остальные территории Юргинского района относятся к степной зоне.

С юго-востока на северо-запад Юргинского района протекает река Томь. Река Томь не пригодна для судоходства.

Климат Юргинского района – резко континентальный.

Большую продолжительность в Юргинском районе имеет холодный период, который продолжается с сентября по март. В декабре и январе бывает, что температура воздуха достигает минус 40 °С.

Среднегодовая температура воздуха в Юрге и Юргинском районе – ниже 0 градусов (минус 0,9 °С). Среднемесячные температуры: января минус 20,8 °С, июля плюс 18,5 °С [14].

Сети магистральных газопроводов и газопроводов-отводов Юргинского ЛПУМГ расположены в основном в Кемеровской области Сибирского региона

России. Трассы газопроводов расположены на равнинной местности, высотные отметки по этой территории не превышают 100 м. Большую часть территории занимают пашни, естественные кормовые угодья, лесостепь (хвойные, лиственные, смешанные, лесистость – 40%), болота. Почвы – дерново-подзолистые, серые лесные, чернозем.

Магистральные газопроводы пересекают в основном небольшие реки, такие как Искитим, Лебяжья. Ширина русла этих рек в местах подводных переходов не превышает 30 м (всего 19 рек, не считая более мелких водных преград), однако в них нередко наблюдаются размывы и подмывы трубопроводов.

Из ЧС природного характера в регионе возможны ураганы, лесные и торфяные пожары. Сейсмоактивность на территории расположения трасс газопроводов не наблюдается.

КС-6 «Проскоково» располагается в 3,5 км западнее д. Чахлово, в 8-ми км юго-западнее с. Проскоково. Абсолютные отметки поверхности участка находятся в пределах от 98,0 до 102,7 м. Рельеф участка холмистый, с положительными и отрицательными формами рельефа. Вдоль юго-восточной границы площадки проходит лог шириной 40 – 60 м и глубиной 3 – 4 м. Склоны и дно лога задернованы, поросшие редким березняком.

Сейсмоактивность в районе площадки между КС «Володино» и КС «Проскоково» не наблюдается.

Объекты Юргинского ЛПУМГ располагаются на территориях нескольких областей, которые относятся к холодному климатическому району (Кемеровской, Томской и Новосибирской областей).

2.2 Характеристика производственной деятельности объекта

2.2.1 Общие сведения о предприятии

Юргинское ЛПУМГ эксплуатирует следующие опасные производственные объекты I класса опасности [15]:

- магистральный газопровод «Парабель – Кузбасс» 1-я нитка;
- магистральный газопровод «Парабель – Кузбасс» 2-я нитка;
- распределительный газопроводов высокого давления

Новосибирск – Кузбасс;

- магистральный газопровод «Юрга – Новосибирск».

Общая протяженность газопроводов 253 км, в том числе магистральных газопроводов 157 км, распределительных газопроводов высокого давления 91 км, подводных переходов – 1,5 км, газопроводов-отводов 3,5 км.

На линейной части МГ эксплуатируется более 450 единиц запорной арматуры различного диаметра. Общее количество крановых узлов 39. В составе линейной части имеется камера приема-запуска внутритрубных устройств км 138 РГВД «Новосибирск – Кузбасс», камера запуска внутритрубных устройств км 0,4 РГВД «Юрга – Новосибирск», камера приема-запуска внутритрубных устройств км 402 МГ «Парабель – Кузбасс» 1-я нитка, камера приема внутритрубных устройств км 404 МГ «Парабель – Кузбасс» 2-я нитка что позволяет проводить обследование средствами внутритрубной дефектоскопии всей системы магистральных и распределительных газопроводов за исключением газопровода-отвода.

В восьми км на юго-запад от села Проскоково расположена одноцеховая компрессорная станция КС-6 «Проскоково» III класса опасности [15] с газоперекачивающими агрегатами типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р в количестве 3 штук, имеющими привод в виде высокоскоростного асинхронного двигателя 1ТА2832-4АU01-Z мощностью 4 МВт и центробежного нагнетателя 220-11-1СМП производительностью 12,5 млн.м³/сут. Рабочее давление на выходе

станции 5,4 МПа. Общая установленная мощность ЭГПА – 12 МВт. Номинальный объем перекачиваемого газа 37,5 млн/сут.

На рисунке 2.1 представлен классический набор оборудования, который в том или ином виде присутствует на всех КС [16].

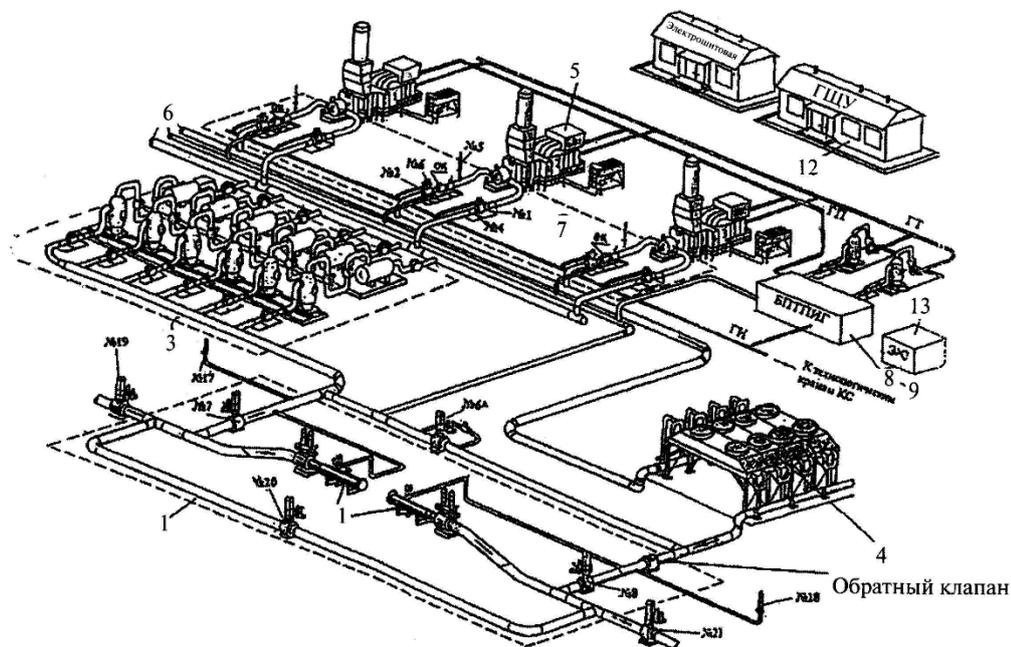


Рисунок 2.1 – Компонировка основного оборудования компрессорной станции

Основной задачей компрессорного цеха является очистка природного газа и его компримирование для дальнейшей транспортировки по магистральному газопроводу до потребителей Кузбасса.

В состав компрессорной станции входят:

- узел подключения к МГ «Парабель–Кузбасс» I нитка;
- узел подключения к МГ «Парабель–Кузбасс» II нитка совмещенный с камерой приема-запуска очистного устройства;
- трубопроводы подключения компрессорной станции DN 1000, общей протяженностью 1545 метров.
- узел очистки газа состоящий из трех циклонных пылеуловителей, марки ЦПУ-5,4-10-500 УХЛ1;
- технологические трубопроводы компрессорного цеха;
- компрессорный цех с тремя газоперекачивающими агрегатами;

- система автоматического управления компрессорной станцией;
- система газопотребления ЮЛПУМГ;
- АГРС КС Просоково марки «Голубое пламя»;
- котельные в количестве двух штук, оборудованными четырьмя котлоагрегатами типа «Турботерм»;
- вспомогательные системы (система электроснабжения, система теплоснабжения, система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения, система канализации и очистные сооружения, система молниезащиты, система ЭХЗ объектов КС, система связи).

В здании компрессорного цеха расположены 3 помещения:

- служебно-бытовое;
- зал электродвигателей, категория ВЗ;
- зал нагнетателей, категория А класс 2 (В-1А).

Общие сведения по строению:

- Год постройки: 2013 г.
- Материал стен: сэндвич панели, кирпич.
- Фундаменты: свайные железобетонные.
- Число этажей: 1 – в производственной части, 2 – в служебно-бытовой

части.

- Объем строения: 13295 м³.
- Общая площадь: 1834 м².

Штатная численность персонала ГКС – 28 человек. Штатная численность ДС – 6 человек. В КЦ для большинства работников установлен нормальный режим работы (40 часов в неделю). Для оперативного персонала компрессорного цеха установлен сменный режим по графику. В дневную смену (с 8.00 до 17.00 часов) в служебно-бытовом помещении КЦ работает 12 человек (из них 2 человека на рабочем месте в зале нагнетателей или рядом с ним), остальные на вспомогательном оборудовании КЦ. В вечернюю и ночную смену (с 17.00 до 08.00 часов) в служебно-бытовом помещении КЦ работает 1 человек (из них 1

человек на рабочем месте в зале нагнетателей или рядом с ним). В составе оперативного персонала под руководством диспетчера работают машинист технологических компрессоров, водитель пожарного автомобиля, сменный электромонтер станционного оборудования связи и при необходимости оператор ГРС. Доставка производственного персонала в Юргинское ЛПУМГ осуществляется служебным транспортом [17].

В трех километрах на северо-запад от черты города Юрга по автомобильной дороге «Юрга–Томск» расположена газораспределительная станция АГРС г. Юрга типа БК ГРС-80 II класса опасности. Проектная производительность станции 50 тыс.м³/ч. АГРС г. Юрга – газораспределительная станция последнего поколения и работает в автоматическом режиме. На станции установлена периодическая форма обслуживания одним оператором ГРС для проведения регламентных и общехозяйственных работ. Назначение АГРС г. Юрга – бесперебойная подача газа потребителям г. Юрги и Яшкинского района.

2.2.2 Характеристики опасных веществ, использующихся на производстве

Особенностью производственной деятельности ГТС является природный газ – метан, метанол:

Метан (СН₄) – не оказывает токсикологического действия на организм человека, действует удушающе при концентрации 20% в воздухе. Признаки отравления – слабость, головокружение, которые в дальнейшем могут привести к бессознательному состоянию и даже к смерти.

Краткие физические и химические свойства:

- температура самовоспламенения – 645⁰С;
- пределы взрываемости в смеси с воздухом (по объему) – 5–15 %;
- токсическая опасность – 4 класс;
- ПДК в воздухе рабочей зоны – 300 мг/м³, в пересчёте на углерод.

Метан, присутствующий на всех вышеперечисленных объектах (п.2.2.1), относится к легковоспламеняющимся материалам, смесь его с воздухом – взрывоопасна.

Метанол – бесцветная, прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминает винный спирт, смешивается с водой в любых соотношениях, легко воспламеняется. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы, в организм человека проникает через дыхательные пути и кожу, 30 г – смертельная доза. Пары метанола в смеси с воздухом – взрывоопасны.

Краткие физические и химические свойства:

- пределы взрываемости в смеси с воздухом (по объему) – 6,7–36,5 %;
- токсическая опасность – 2 класс;
- ПДК в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м³.

2.2.3 Описание технологического процесса

Природный газ поступает в газопроводы зоны обслуживания Юргинского ЛПУМГ из газопроводов зоны обслуживания Томского ЛПУМГ. Управление ГТС в зоне обслуживания осуществляет диспетчер Юргинского ЛПУМГ через СЛТМ. СЛТМ реализовано на базе программно-аппаратного комплекса АРМ, установленного на рабочем месте диспетчера в помещении «Диспетчерская» в КЦ. Технические средства СЛТМ установлены в помещении «Аппаратная» в КЦ.

На СЛТМ реализованы следующие функции:

- контроль давления и температуры газа в ГТС;
- управление и контроль состояния ЗРА на МГ;
- контроль параметров работы и состояния СКЗ;
- контроль работы и управление оборудованием АГРС г. Юрга;
- контроль параметров работы, управление и состояние вдольтрассового энергетического оборудования.

Управление СЛТМ осуществляет как диспетчер Юргинского ЛПУМГ,

так и старший смены ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск».

Природный газ из МГ через входной охранный кран № 19 поступает на узел подключения КС. С узла подключения КС через входной кран № 7 по входному газопроводу КС газ поступает на УУГ и далее на УОГ. С УОГ, пройдя очистку в циклонных пылеуловителях газ поступает во входной коллектор газа КЦ. Далее по входному газопроводу ГПА газ через входной кран № 1 ГПА поступает на нагнетатель ГПА, где после компримирования подается в выходной газопровод ГПА и через нагнетательный кран ГПА № 2 поступает в выходной коллектор газа КЦ. Из входного коллектора газа КЦ газ по выходному газопроводу КС через выходной кран № 8 поступает на узел подключения КС и далее через выходной охранный кран № 21 в МГ. Между входным краном № 7 и выходным краном № 8 установлен секущий кран № 20.

На входном газопроводе КС после входного крана № 7 и на выходном газопроводе КС перед выходным краном № 8 установлены выпускные (свечи) краны на входе №№ 17, 17а и №№ 18, 18а соответственно (нормальное состояние – закрыт). При аварийном останове КС выполняется закрытие входного крана № 7 и выходного крана № 8 и газ из контура КС стравливается в атмосферу через выпускные (свечи) краны №№ 17, 17а и №№ 18, 18а.

Управление технологическим процессом осуществляет диспетчер через автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП). АСУ ТП реализована на базе программно-аппаратного комплекса АРМ, установленного на рабочем месте диспетчера в помещении «Диспетчерская» в КЦ. Технические средства АСУ ТП (САУ СУ ТП) установлены в помещении «Аппаратная» в КЦ.

На АСУ ТП реализованы следующие автоматические алгоритмы работы компрессорной станции:

- пуск КС;
- работа КС;
- остановка КС;
- аварийный остановка КС.

При отказе АСУ ТП диспетчер имеет возможность экстренно остановить работу КС с помощью системы релейной автоматики с гарантированным питанием от щита постоянного тока.

Управление АСУ ТП осуществляет как диспетчер Юргинского ЛПУМГ, так и диспетчер КС ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск».

Управление ГПА осуществляет диспетчер через систему автоматического управления САУ ГПА. САУ ГПА реализована на базе программно-аппаратного комплекса АРМ, установленного на рабочем месте диспетчера в помещении «Диспетчерская» в КЦ. Технические средства САУ ГПА установлены в помещении «Аппаратная» в КЦ.

На САУ ГПА реализованы следующие автоматические алгоритмы работы компрессорной станции:

- пуск ГПА;
- работа ГПА;
- остановка ГПА;
- аварийный остановка ГПА;
- экстренный остановка ГПА.

При отказе САУ ГПА диспетчер имеет возможность экстренно остановить ГПА с помощью системы релейной автоматики с гарантированным питанием от щита постоянного тока.

Управление и контроль работы вспомогательного оборудования КС осуществляет диспетчер Юргинского ЛПУМГ через системы АСДО, САУ Э, АСПО, КЗ и ПТ, ОРИОН-ПРО, видеонаблюдения.

Вышеперечисленные системы реализованы на базе программно-аппаратных комплексов АРМ, установленных на рабочем месте диспетчера в помещении «Диспетчерская» в КЦ. Технические средства систем установлены в помещении «Аппаратная» в КЦ.

Управление системами АСДО, САУ Э, АСПО, КЗ и ПТ, ОРИОН-ПРО, видеонаблюдения осуществляет диспетчер Юргинского ЛПУМГ.

2.2.4 Система охраны окружающей среды на предприятии

Система экологического менеджмента (СЭМ) – ключевой элемент реализации Экологической политики ПАО «Газпром». В 2015 году Постановлением Правления «Газпрома» утверждена новая редакция Экологической политики. Экологическая политика содержит 10 обязательств, направленных на сохранение благоприятной окружающей среды для будущих поколений, и механизм их выполнения [18].

Для решения вопросов, связанных с охраной окружающей природной средой, в ООО «Газпром трансгаз Томск» функционирует экологическая служба. Экологическая служба своей производственной деятельности руководствуется следующими нормативными документами:

- Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [19];
- Федеральным законом от 03.03.1995 № 27-ФЗ «О недрах» [20];
- Федеральным законом от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» [21];
- водным кодексом, государственными программами руководящими документами ОАО «Газпром» и ООО «Газпром трансгаз Томск».

Основная задача экологической службы заключается в непрерывном контроле вредных выбросов в окружающую среду. В Юргинском ЛПУМГ эту работу выполняет инженер-эколог.

Основные вредные выбросы в ОС от производственной деятельности Юргинского ЛПУМГ это:

- выбросы природного газа при проведении ремонтных работ;
- выбросы газа при работе технологического оборудования;
- утечки на объектах МГ;
- выбросы от продуктов сгорания природного газа;

Выбросы газа пронормированы по источникам и получено Разрешение № 3/атмЮорг на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

Плата за выбросы в ОС производится по действующему законодательству.

Большую часть от количества выбросов метана составляют ремонтные работы на магистральном газопроводе. В Юргинском ЛПУМГ эти выбросы в среднем составляют 650 до 1350 тыс.м³/год. Для уменьшения нагрузки на ОС разрабатываются алгоритмы выработки метана из отключенного газопровода через АГРС г. Юрги.

Значительная часть природного газа стравливается при работе технологического оборудования. Например, при пусках, работе и остановках газоперекачивающих агрегатов, открытии и закрытии запорной арматуры на линейной части МГ, продувках сосудов высокого давления и др. Для уменьшения данных выбросов оптимизируется работа ГТС, своевременно и качественно обслуживается технологическое оборудование, усиливается контроль качества газа, поступающего от поставщиков.

Особую статью вредного воздействия на ОС занимают утечки газа из технологического оборудования. С целью контроля утечек газа организована система осмотров оборудования. По графику замера загазованности на оборудовании КЦ машинист ТК дважды в смену выполняет обход и осмотр технологического оборудования, измеряя загазованность переносным газоанализатором. Два раза в неделю оператор ГРС выполняет по регламенту замеры загазованности. В производственных помещениях на объектах Юргинского ЛПУМГ установлены стационарные газоанализаторы, передающие информацию о состоянии атмосферы на АРМ диспетчера. Ежедневно линейные трубопроводчики линейно-эксплуатационной службы осматривают крановые узлы, расположенные на газопроводе при проведении работ по техническому обслуживанию оборудования.

Над количеством выбросов при сжигании газа в Юргинском ЛПУМГ установлен строгий контроль. При работе котельных и подогревателей газа диспетчером дважды в смену рассчитывается соответствие потребленного газа и выработанного тепла. В случае отклонений от режимной карты проводится внеплановая наладка оборудования.

Работа на трассе МГ невозможна без автотранспорта. Для уменьшения выбросов от автомобилей и экономии топлива разработаны оптимальные карты маршрутов движения. Диспетчером транспортного цеха ежедневно ведется строгий контроль расхода топлива.

При работе ГПА КС создается высокий уровень шума, который значительно превышает санитарные нормы. Данный шум оказывает негативное воздействие на производственный персонал КС, а также для обитания диких животных. Уровень шума на КС при максимальной загрузке может превышать 100 дБ. Проведенная в 2012 году реконструкция КС позволила снизить уровень шума на 10 дБ, что также положительно сказывается на здоровье персонала и окружающей среде.

Таким образом, можно утверждать, что цели и задачи по снижению выбросов в окружающую среду в Юргинском ЛПУМГ достигаются.

2.3 Аварийные ситуации на компрессорной станции

2.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [22].

На территории КС-6 «Проскоково» возможно возникновение ЧС локального характера, т.к. территория, на которой сложилась ЧС не выходит за пределы территории объекта, при этом количество производственного персонала, погибших или получивших ущерб здоровью, не составит более 10 человек. Что же касается размера ущерба ОС и материальных потерь, то он может быть более 100 тыс. рублей [23].

2.3.2 Аварии на КС, сценарии развития аварий

Вид аварий и место возникновения на компрессорной станции [24]:

1. Разрыв газопроводов с возгоранием.
2. Разрыв газопроводов без возгорания.
3. Свищ на объектах МГ.
4. Разрушение кранового узла и байпасной линии.
5. Разрыв газопровода и утечка газа на подводном переходе.
6. Разрыв газопровода и утечка газа на пересечении с автомобильной дорогой.
7. Разрыв газопровода и утечка газа на пересечении с железной дорогой.
8. Возникновение кристалло – гидратных пробок.
9. Подтопление и размыв грунта на объектах МГ.

Анализ возможных аварий на ОПО позволяет выявить наиболее вероятные и наиболее опасные по последствиям сценарии аварий.

Наиболее опасной аварией на магистральном газопроводе является [24]:

- Разрыв с возгоранием газа по сценарию «струевое пламя» (сценарий С2).

Сценарий пожара струевое пламя включает в себя: Разрыв газопровода → «вырывание» плетей разрушенного газопровода из грунта на поверхность (как правило, в «слабонесущих» грунтах) → образование первичной воздушной волны сжатия (ВВС) за счет расширения компримированного газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта → истечение газа из газопровода в виде двух независимых высокоскоростных струй → воспламенение истекающего газа с образованием двух струй пламени, горизонтальных или наклонных (вверх) → образование при воспламенении газа вторичной, незначительной по поражающему воздействию, ВВС → попадание людей, сооружений, оборудования ЛЧ МГ, транспорта, растительности в зону радиационного термического воздействия от пожара → гибель или получение

людьми ожогов различной степени тяжести, а также травм от воздействия ВВС, осколков; уничтожение или повреждение материальных объектов и элементов природной среды; загрязнение атмосферы продуктами сгорания.

Применяя методы анализа и прогнозирования, разрабатываем сценарий. Сценарий «Разгерметизация однониточного газопровода» включает в себя: Разрыв газопровода → «вырывание» плетей разрушенного газопровода из грунта на поверхность (как правило, в «слабонесущих» грунтах) → образование первичной воздушной волны сжатия (ВВС) за счет расширения компримированного газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта → истечение газа из газопровода в виде двух независимых высокоскоростных струй → воспламенение истекающего газа с образованием двух струй пламени, горизонтальных или наклонных (вверх) → образование при воспламенении газа вторичной, незначительной по поражающему воздействию, ВВС → попадание людей, сооружений, оборудования ЛЧ МГ, транспорта, растительности в зону радиационного термического воздействия от пожара → гибель или получение людьми ожогов различной степени тяжести, а также травм от воздействия ВВС, осколков; уничтожение или повреждение материальных объектов и элементов природной среды; загрязнение атмосферы продуктами сгорания.

Принимаем разработанный сценарий «Разгерметизация однониточного газопровода» за основу для проведения необходимых расчетов, разработки порядка действий производственного персонала при локализации и ликвидации последствий аварии (ЧС) и создания сценария в ПЛА.

2.3.3 Мероприятия, направленные на локализацию и ликвидацию аварий (ЧС)

Ликвидация ЧС и восстановление объектов МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» выполняется силами объектовых звеньев подсистемы «Газ ЧС» и СГЗ

ООО «Газпром трансгаз Томск» во взаимодействии с территориальными силами РСЧС [25, 26]. Работы по локализации аварий (ЧС) ситуаций и ликвидации их последствий на объектах МГ Юргинского ЛПУМГ организуются и выполняются по СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [13] и ПЛА [24].

Задачи производственного персонала Юргинского ЛПУМГ при возникновении аварии (ЧС):

- выполнить отключение аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа;
- выполнить, организовать и контролировать оповещение, сбор и выезд аварийных бригад к месту ЧС;
- предупредить потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объема;
- принять необходимые меры по организации оптимального режима работы объектов МГ;
- принять необходимые меры по предотвращению нахождения в зоне аварии (ЧС) лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации;
- обеспечить безопасность близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечения с МГ, коммуникаций сторонних организаций, идущих в одном техническом коридоре, а также гражданских и промышленных объектов.

Для выполнения локализации и ликвидации аварии (ЧС) Юргинском ЛПУМГ разработаны, утверждены и применяются:

- порядок оповещения;
- порядок сбора аварийных бригады и выезда к месту аварии (ЧС);
- перечень необходимых для локализации и ликвидации аварий (ЧС) транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, СИЗ.

В соответствии с СТО Газпром 14-2005 на ликвидацию последствий аварий (ЧС) издаются приказ по Юргинскому ЛПУМГ с назначением ответственных по участкам и видам работ [27].

Аварийная бригада № 3 по локализации аварий (ЧС), прибывшая к месту аварии (ЧС) выполняет разведку с целью установления места и характера повреждений, степени и объема разрушений, определения опасных зон, определения направлений ввода сил и средств для проведения АВР. Определяет, наличие и состояние расположенных в непосредственной близости коммуникаций сторонних организаций и дорог, безопасную зону. Выставляет оцепление и принимает меры по предотвращению нахождения в зоне аварии (ЧС) лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации. Передает собранную информацию диспетчеру Юргинского ЛПУМГ.

К ликвидации последствий аварий (ЧС) ситуации приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, организации постов на ЗРА, отключающей аварийный участок МГ, принятии дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной ее перестановки.

При возникновении аварий (ЧС) на территории объектов МГ Юргинского ЛПУМГ или территории субъекта обмен информацией о характере, масштабах и проводимых мероприятиях по защите производственного персонала и населения от воздействия поражающих факторов аварии (ЧС) организуется в соответствии с Соглашениями о взаимодействии по предупреждению и ликвидации ЧС на объектах МГ.

2.3.4 Порядок выполнения планируемых мероприятий

При выполнении работ по локализации и ликвидации аварий (ЧС) и восстановлению функционирования объектов МГ Юргинского ЛПУМГ применяются требования СТО ГТТ 0117-381-2016, при этом учитываются следующие этапы [28]:

- обнаружение аварии (ЧС);
- оповещение и доведение информации должностным лицам и силам Юргинского ЛПУМГ о возникновении аварии (ЧС);
- локализация места возникновения аварии (ЧС);

- оповещение должностных лиц и сил, предназначенных для локализации и ликвидации последствий аварии (ЧС) на КС-6 «Просоково»;
- сбор должностных лиц и сил, предназначенных для локализации и ликвидации последствий аварии (ЧС) на КС-6 «Просоково», направление к месту аварии (ЧС) АБ №№ 1, 2, 3, сил и средств ведомственной охраны и состава НАСФ;
- прибытие к месту аварии АБ №№ 1, 2, 3, закрытие ЗРА, принятие мер, исключающих самопроизвольное или ошибочное переключение ЗРА, проведение разведки;
- прибытие к месту сил и средств ведомственной охраны и состава НАСФ, поиск пострадавших лиц и оказание первой медицинской помощи, выставление оцепления;
- принятие мер по безопасности населения, близлежащих транспортных коммуникаций;
- доставка сил и средств АББ (включая аварийный запас МТР) для выполнения АВР;
- выполнение АВР и восстановление функционирования объектов МГ.

2.4 Методы исследования

Предметом исследования в дипломной работе является анализ сценария аварии «Разгерметизация однониточного газопровода», специального раздела плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

В результате исследования данной темы применялись следующие методы:

- метод анализа;
- метод прогнозирования.

На основе метода анализа было проведено изучение и анализ обзора литературы (федеральных законов, Постановлений Правительства, ГОСТ, СТО Газпром, методик т.д.) и имеющейся на предприятии организационной и

нормативно-технической документации по данной теме исследования.

На основе метода прогнозирования было выполнено создание на основе имеющихся и полученных в результате расчетов данных сценария развития аварии (ЧС) и порядка действий производственного персонала при локализации и ликвидации аварии (ЧС).

В данном разделе требовалось изучить структурное подразделение ООО «Газпром трансгаз Томск» – Юргинское ЛПУМГ и выбрать методы исследования. В процессе работы собрана и изложена следующая информация в разделе:

- 1) Характеристика производственной деятельности (общие сведения о предприятии; характеристика опасных веществ; описание технологического процесса и т.д.), аварийные ситуации на компрессорной станции (классификация ЧС; аварии на КС и сценарии развития аварий и т.д.).
- 2) О методах исследования.

Изложенная в разделе информация позволяет определить и выполнить необходимые расчеты параметров определенного сценария аварии и выполнить анализ готовности сил и средств Юргинского ЛПУМГ по локализации и ликвидации аварий (ЧС).

3 Расчеты и аналитика

Наиболее опасной аварией на участках магистральных газопроводов являются аварии, связанные с разрушением магистральных газопроводов больших диаметров, сопровождающиеся горением истекающего газа (сценарии аварий С2 «Струевые пламена»).

Разрыв газопровода → «вырывание» плетей разрушенного газопровода из грунта на поверхность (как правило, в «слабонесущих» грунтах) → образование первичной воздушной волны сжатия (ВВС) за счет расширения компримированного газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта → истечение газа из газопровода в виде двух независимых высокоскоростных струй → воспламенение истекающего газа с образованием двух струй пламени, горизонтальных или наклонных (вверх) → образование при воспламенении газа вторичной, незначительной по поражающему воздействию, ВВС → попадание людей, сооружений, оборудования ЛЧ МГ, транспорта, растительности в зону радиационного термического воздействия от пожара → гибель или получение людьми ожогов различной степени тяжести, а также травм от воздействия ВВС, осколков; уничтожение или повреждение материальных объектов и элементов природной среды; загрязнение атмосферы продуктами сгорания [24].

Для выполнения мероприятий по локализации и ликвидации возможной ЧС на линейной части магистрального газопровода, необходимо выполнить следующие расчеты:

- 1) Расчет интенсивности истечения газа из одноточечного газопровода
- 2) Расчет параметров газового облака, сформированного при аварийном истечении газа
- 3) Расчет степени поражения ударной волной персонала
- 4) Расчет интенсивности теплового излучения огненного шара и оценка

вероятности смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы теплового воздействия.

3.1 Расчет интенсивности истечения газа из одностороннего газопровода

За расчетную аварийную ситуацию принимается полная разгерметизация одностороннего трубопровода выхода газа [29]. Исходные данные отражены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Исходные данные

Величина	Название	Значение
λ	коэффициент гидравлического сопротивления, б/р;	0,01
d_0	внутренний диаметр трубы, м;	1
P_{1cp}	среднее давление и температура для первого аварийного участка газопровода, Па;	$2,76 \cdot 10^6$
T_{1cp}	среднее давление и температура для первого аварийного участка газопровода, К;	279,65
G_{kc}	производительность газопровода в нормальном режиме его эксплуатации, млн. м ³ /сут;	4,979099
P_n	давления в начале газопровода до его разрыва, Па;	$2,81 \cdot 10^6$
P_k	давления в конце газопровода до его разрыва, Па;	$2,71 \cdot 10^6$
ρ	плотность газа при нормальных условиях, г/м ³ ;	$0,744 \cdot 10^3$
L_1	расстояние от места разрыва до КС1, м;	$148 \cdot 10^3$
L_2	расстояние от места разрыва до КС2, м;	$12 \cdot 10^3$
x_1	расстояние от места разрыва до первого линейного крана, м;	$16 \cdot 10^3$
x_2	расстояние от места разрыва до второго линейного крана, м;	$11 \cdot 10^3$
k	показатель адиабаты газа, б/р.	1,32
t_1	время, прошедшее от момента аварии до момента полного закрытия стационарного охранного крана на КС1, с	180
t_2	время, прошедшее от момента аварии до момента полного закрытия стационарного охранного крана на КС2, с	120

Искомые параметры:

$G_1(t)$ – массовый расход, (кг/с).

M_1, M_2 , – полная масса газа, выброшенная из первого и второго аварийного участка соответственно, кг.

Моделируется разрыв участка газопровода на перегоне между компрессорными станциями КС₁ и КС₂ на расстоянии L_1 (м) от КС₁ (рисунок 3.1).

Направление движения газа – слева направо.

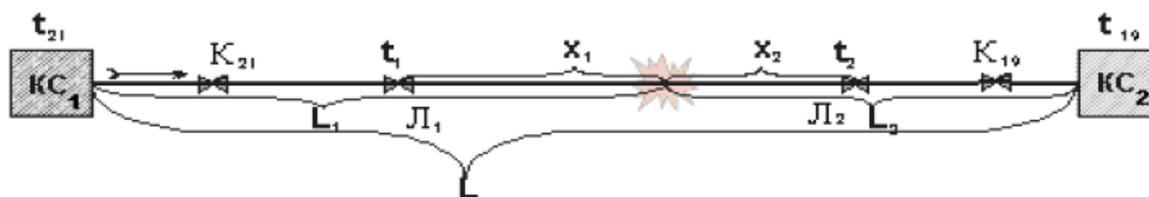


Рисунок 3.1. Схема фрагмента магистрального газопровода

Время, прошедшее от момента аварии до момента полного закрытия стационарного охранного крана K_{21} на $КС_1$, составляет величину t_{21} (с) (включает в себя время идентификации аварии оператором, время принятия им решения об отключении КС и время закрытия охранного крана). Аналогичное время для крана K_{19} на величину t_{19} (с). Ближайшие к месту аварии линейные краны L_1 и L_2 расположены на расстояниях x_1 (м) и x_2 (м). Линейные краны полностью закрываются через время $t_{л}$ (с) от момента аварии. В данном сценарии для большей общности принимается, что закрытие кранов может происходить не одновременно.

До своего отключения $КС_1$ нагнетает на перегон дополнительную массу газа $M_{КС1}$, а $КС_2$ забирает из аварийного участка массу $M_{КС2}$.

Аварийным участком считается участок от места разрыва газопровода до компрессорной станции (под первым аварийным участком понимается участок от места разрыва до $КС_1$, соответственно под вторым аварийным участком – участок от места разрыва до $КС_2$). Аварийной секцией считается участок от места разрыва до ближайшего линейного крана.

Расчет истечения газа для каждой из аварийных секций производится в два этапа. На первом этапе рассчитывается аварийный расход газа от момента аварии до момента закрытия линейного крана. На втором – аварийный расход газа из отсеченной секции (после закрытия линейного крана) до его полного истечения.

3.1.1 Этап I. Расчет массового расхода газа из аварийного газопровода от момента аварии до отсечения аварийной секции $t_{л}$

Давление P_0 в момент аварии в точке разрыва газопровода рассчитывается по формуле 3.1:

$$P_0 = \sqrt{P_K^2 - (P_H^2 - P_K^2) \cdot \frac{L_1}{L}} \quad , \quad (3.1)$$

Для первого аварийного участка:

$$P_{01} = \sqrt{(2,71 \cdot 10^6)^2 - (2,81^2 - 2,71^2 \cdot 10^{12}) \cdot \frac{148 \cdot 10^3}{160 \cdot 10^3}} = 2,614 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Для второго аварийного участка:

$$P_{02} = \sqrt{(2,71 \cdot 10^6)^2 - (2,81^2 - 2,71^2 \cdot 10^{12}) \cdot \frac{12 \cdot 10^3}{160 \cdot 10^3}} = 2,7 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Расход газа $G_1(t)$ (г/с) при t больше 0,1 (с) для аварийного участка протяженностью L_1 задается формулой 3.2:

$$G_1(t \leq t_{л}) = \frac{M_H}{\eta_L^2 \cdot \varepsilon_L} \cdot \exp\left(-\frac{t}{\eta_L^2 \cdot \varepsilon_L}\right) + \frac{(M_{\Gamma} - M_H)}{\varepsilon_L} \cdot \exp\left(-\frac{t}{\varepsilon_L}\right), \quad (3.2)$$

η_L – рассчитывается по формуле 3.6.

M_{Γ} – масса газа, находящаяся в аварийном участке газопровода до аварии, кг, рассчитывается по формуле 3.3:

$$M_{\Gamma} = \frac{L_1 \cdot \pi \cdot d_0^2 \cdot P_1^{cp}}{4 \cdot R \cdot Z_0^{cp} \cdot T_1^{cp}} \pm M_{KC} \quad , \quad (3.3)$$

где P_1^{cp} (Па), T_1^{cp} (К), – средние давление и температура для первого аварийного участка газопровода, Па;

Z_0^{cp} – коэффициент сжимаемости газа до разрыва при параметрах P_1^{cp} и T_1^{cp} ;

M_{KC} – масса газа, которая нагнетается в аварийный участок газопровода до момента отсечения аварийного участка, г (если время закрытия крана меньше времени отключения КС, то есть $t_{л} < t_{21}$, то время в нижеприведенной формуле (3.4) заменяется на $t_{л}$);

R – газовая постоянная, Дж/(кг·°К).

Знак «плюс» в формуле (3.3) применяется при расчете M_{Γ} в первом аварийном участке газопровода, знак «минус» используется при расчете M_{Γ} во втором аварийном участке. Предполагается, что отключение кранов на участке от места аварии до КС₂ происходит до полного опорожнения второго аварийного участка (т.е. предполагается, что $M_{\Gamma} > 0$).

$M_{\text{КС}}$ вычисляется по следующей формуле 3.4:

$$M_{\text{КС}} = G_{\text{КС}} \cdot t_{21}, \quad (3.4)$$

где $G_{\text{КС}}$ – производительность газопровода (г/с) в нормальном режиме его эксплуатации.

$M_{\text{Н}}$ (г) – масса газа, истекающего в адиабатическом режиме. Величина $M_{\text{Н}}$ (г) рассчитывается по формуле 3.5:

$$M_{\text{Н}} = \frac{2 \cdot M_{\Gamma} \cdot d_0}{\lambda \cdot L_1 \cdot \sqrt{k}} \cdot \left(\left(\frac{1}{k} \cdot \left(\frac{k+1}{2} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} + \frac{\lambda \cdot L_1}{d_0} \right)^{1/2} - \left(\frac{1}{k} \cdot \left(\frac{k+1}{2} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right)^{1/2} \right), \quad (3.5)$$

$$\eta_L = \frac{2 \cdot M_{\Gamma}}{\varepsilon_L \cdot G_0}, \quad (3.6)$$

где ε_L – постоянная времени, с, определяется по соотношению, 3.7:

$$\varepsilon_L = \frac{2}{3} \cdot \frac{L_1}{a_0} \cdot \sqrt{\frac{k \cdot \lambda \cdot L_1}{d_0}}, \quad (3.7)$$

где a_0 – скорость звука в газе до разрыва, м/с, задается выражением 3.8:

$$a_0 = \sqrt{k \cdot R \cdot Z_0^{\text{CP}} \cdot T_0^{\text{CP}}}, \quad (3.8)$$

G_0 – начальный критический массовый расход газа, г/с, рассчитывается по формуле 3.9:

$$G_0 = \frac{P_0 \cdot \pi \cdot d_0^2 \cdot \sqrt{k}}{4 \cdot \sqrt{R \cdot Z_k \cdot T_0^{\text{CP}}}} \cdot \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2 \cdot (k-1)}}, \quad (3.9)$$

Z_k – коэффициент сжимаемости газа в критическом сечении (принимается равным 1).

Расчет для первого аварийного участка газопровода:

$$a_{01} = \sqrt{1,32 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 273,15} = 38,72 \text{ м/с}$$

$$\varepsilon_{L1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{148 \cdot 10^3}{38,72} \cdot \sqrt{\frac{1,32 \cdot 0,01 \cdot 148 \cdot 10^3}{1}} = 112629,7 \text{ с}$$

По паспортным данным принимается расчетное время отключения 90 с для кранов с электрогидравлическим приводом DVG ($t_{\text{н}} = 90$ сек).

$$G_{\text{КС}} = 4,979099 \text{ млн. м}^3/\text{сут} = 57,63 \text{ м}^3/\text{с} = 57,63 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 0,744 \text{ г/м}^3 = 42,87 \text{ г/с.}$$

$$M_{1\text{КС}} = 42,87 \cdot 90 = 3858,9 \text{ г}$$

$$M_{\Gamma 1} = \frac{148 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 1^2 \cdot 2,76 \cdot 10^6}{4 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 279,65} + 3858,9 = 275819859 \text{ г}$$

$$M_{\text{Н1}} = \frac{2 \cdot 275819859 \cdot 1}{0,01 \cdot 148 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1,32}} \cdot \left(\left(\frac{1}{1,32} \cdot \left(\frac{1,32+1}{2} \right)^{\frac{1,32+1}{1,32-1}} + \frac{0,01 \cdot 148 \cdot 10^3}{1} \right)^{1/2} - \left(\frac{1}{1,32} \cdot \left(\frac{1,32+1}{2} \right)^{\frac{1,32+1}{1,32-1}} \right)^{1/2} \right) = 11994760,6 \text{ г}$$

$$G_{01} = \frac{2,614 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{1,32}}{4 \cdot \sqrt{8,3145 \cdot 1 \cdot 273,15}} \cdot \left(\frac{2}{1,32 + 1} \right)^{\frac{1,32+1}{2 \cdot (1,32-1)}} = 28885,6 \text{ г/с}$$

$$\eta_{L1} = \frac{2 \cdot 275819859}{112629,7 \cdot 28885,6} = 0,17$$

$$G_1(t \leq t_{\text{н}}) = \frac{11994760,6}{0,17^2 \cdot 112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{0,17^2 \cdot 112629,7}\right) + \frac{(275819859 - 11994760,6)}{112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{112629,7}\right) = 5925,1 \text{ г/с}$$

Расчет для второго аварийного участка газопровода:

$$a_{02} = \sqrt{1,32 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 273,15} = 38,72 \text{ м/с}$$

$$\varepsilon_{L2} = \frac{2}{3} \cdot \frac{12 \cdot 10^3}{38,72} \cdot \sqrt{\frac{1,32 \cdot 0,01 \cdot 12 \cdot 10^3}{1}} = 2600,35 \text{ с}$$

По паспортным данным принимается расчетное время отключения 90 с для кранов с электрогидравлическим приводом DVG ($t_{\text{н}} = 90$ сек).

$$G_{\text{КС}} = 4,979099 \text{ млн. м}^3/\text{сут} = 57,63 \text{ м}^3/\text{с} = 57,63 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 0,744 \text{ г/м}^3 = 42,87 \text{ г/с.}$$

$$M_{2KC} = 42,87 \cdot 90 = 3858,9 \text{ г}$$

$$M_{\Gamma 2} = \frac{12 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 1^2 \cdot 2,76 \cdot 10^6}{4 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 279,65} - 3858,9 = 22359602,24 \text{ г}$$

$$M_{H2} = \frac{2 \cdot 22359602,24 \cdot 1}{0,01 \cdot 12 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1,32}} \cdot \left(\left(\frac{1}{1,32} \cdot \left(\frac{1,32+1}{2} \right)^{\frac{1,32+1}{1,32-1}} + \frac{0,01 \cdot 12 \cdot 10^3}{1} \right)^{1/2} - \left(\frac{1}{1,32} \cdot \left(\frac{1,32+1}{2} \right)^{\frac{1,32+1}{1,32-1}} \right)^{1/2} \right) = 3102492,88 \text{ г}$$

$$G_{02} = \frac{2,7 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{1,32}}{4 \cdot \sqrt{8,3145 \cdot 1 \cdot 273,15}} \cdot \left(\frac{2}{1,32+1} \right)^{\frac{1,32+1}{2 \cdot (1,32-1)}} = 29836,76 \text{ кг/с}$$

$$\eta_{L1} = \frac{2 \cdot 22359602,24}{2600,35 \cdot 29836,76} = 0,576$$

$$G_1 1(t \leq t_L) = \frac{3102492,88}{0,576^2 \cdot 2600,35} \cdot \exp\left(-\frac{90}{0,576^2 \cdot 2600,35}\right) + \frac{(22359602,24 - 3102492,88)}{112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{2600,35}\right) = 10393,53 \text{ г/с}$$

Масса газа, выброшенная из аварийной секции на первом этапе истечения, определяется по формуле 3.10:

$$M_{11} = M_H \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{t_L}{\eta_L^2 \cdot \varepsilon_L}\right) \right) + (M_\Gamma - M_H) \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{t_L}{\varepsilon_L}\right) \right), \quad (3.10)$$

Расход газа на момент времени t_L закрытия линейного крана $G_1(t_L)$, г/с, задается формулой 3.11:

$$G_1(t_L) = \frac{M_H}{\eta_L^2 \cdot \varepsilon_L} \cdot \exp\left(-\frac{t_L}{\eta_L^2 \cdot \varepsilon_L}\right) + \frac{(M_\Gamma - M_H)}{\varepsilon_L} \cdot \exp\left(-\frac{t_L}{\varepsilon_L}\right). \quad (3.11)$$

Расчет для первого аварийного участка:

$$M_{11} = 11994760,6 \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{90}{0,17^2 \cdot 112629,7}\right) \right) + (275819859 - 11994760,6) \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{90}{112629,7}\right) \right) = 537842,26 \text{ г}$$

$$G_1 1(t_L) = \frac{11994760,6}{0,17^2 \cdot 112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{0,17^2 \cdot 112629,7}\right) + \frac{(275819859 - 11994760,6)}{112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{112629,7}\right) = 537842,26 \text{ г/с}$$

Расчет для второго аварийного участка:

$$M_{21} = 3102492,88 \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{90}{0,576^2 \cdot 2600,35}\right)\right) + (22359602,24 - 3102492,88) \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{90}{2600,35}\right)\right) = 962441,54 \text{ г}$$

$$G_{12}(t_{л}) = \frac{3102492,88}{0,576^2 \cdot 2600,35} \cdot \exp\left(-\frac{90}{0,576^2 \cdot 2600,35}\right) + \frac{(22359602,24 - 3102492,88)}{112629,7} \cdot \exp\left(-\frac{90}{2600,35}\right) = 10393,53 \text{ г/с}$$

3.1.2. Этап II. Расчет массового расхода газа из аварийного газопровода после локализации аварии.

Расход газа $G_2(t_{л})$, (г/с) для аварийной секции после закрытия крана на линейной части ($t_{л} < t$) задается формулой 3.12:

$$G_2(t > t_{л}) = G_1(t_{л}) \cdot \exp\left(-\frac{t-t_{л}}{\varepsilon_x}\right), \quad (3.12)$$

ε_x – постоянная времени, с, определяется по формуле 3.13:

$$\varepsilon_x = \frac{2}{3} \cdot \frac{x_1}{a_x} \cdot \sqrt{\frac{k \cdot \lambda \cdot x_1}{d_0}}, \quad (3.13)$$

a_x – скорость звука в газе в отсеченной секции на момент времени t_{12} , м/с, задается формулой 3.14:

$$a_x = \sqrt{k \cdot R \cdot Z_0^{cp} \cdot T_x^{cp}}, \quad (3.14)$$

T_x^{cp} – средняя температура в отсеченной секции от линейного крана до места разрыва на момент времени $t_{л}$ (К).

Масса газа из первой аварийной секции M_{12} на втором этапе истечения, определяется по формуле 3.15:

$$M_{12} = \varepsilon_x \cdot G_1(t_{л}), \quad (3.15)$$

Расчет для первого аварийного участка:

$$a_{x1} = \sqrt{1,32 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 279,65} = 39,17 \text{ м/с}$$

$$\varepsilon_{x1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{39,17} \cdot \sqrt{\frac{1,32 \cdot 0,01 \cdot 16 \cdot 10^3}{1}} = 3957,51 \text{ с}$$

$$G_{21}(t > t_{л}) = 537842,26 \cdot \exp\left(-\frac{180 - 90}{3957,51}\right) = 5791,87 \text{ г/с}$$

$$M_{12} = 3957,51 \cdot 5791,87 = 22921383,44 \text{ г}$$

Расчет для второго аварийного участка:

$$a_{x2} = \sqrt{1,32 \cdot 8,3145 \cdot 0,5 \cdot 279,65} = 39,17 \text{ м/с}$$

$$\varepsilon_{x2} = \frac{2}{3} \cdot \frac{11 \cdot 10^3}{39,17} \cdot \sqrt{\frac{1,32 \cdot 0,01 \cdot 11 \cdot 10^3}{1}} = 2255,96 \text{ с}$$

$$G_{22}(t > t_{л}) = 10393,53 \cdot \exp\left(-\frac{120 - 90}{2255,96}\right) = 10256,26 \text{ г/с}$$

$$M_{22} = 2255,96 \cdot 10256,26 = 23137646,09 \text{ г}$$

Полная масса газа, выброшенная из первого аварийного участка, рассчитывается как сумма масс M_{11} и M_{12} по формуле 3.16:

$$M = M_1 + M_2. \quad (3.16)$$

Для первого аварийного участка:

$$M_1 = 537842,26 + 22921383,44 = 23459225,7 \text{ г} = 23459,23 \text{ кг}$$

Для второго аварийного участка:

$$M_2 = 962441,54 + 23137646,09 = 24100087,63 \text{ г} = 24100,09 \text{ кг}$$

В конечном итоге после разгерметизации однониточного газопровода будет выброшено количество газа, равное 47559,313 кг.

3.2 Расчёт параметров газового облака, сформированного при аварийном истечении газа

Параметры (размеры) облака газа в приземном слое оцениваются консервативно по распределению концентрации в свободной невзаимодействующей с окружающим загромождением струе газа, истекающей в критическом режиме. Такой подход позволяет консервативно оценить

протяженность зоны загазованности [29].

Для критических условий ($M = 1$ – число Маха) аварийного истечения газа из конца разорванного участка газопровода (в аварийном выходном сечении участка газопровода, индекс «Е») с учетом параметров в разрушенном газопроводе определяются следующие газодинамические параметры: потока скорость u_E , равная местной скорости звука a_E , плотность ρ_E , давление p_E . Данные величины рассчитаны в п. 3.1 и используются в данном расчете в качестве начальных параметров расчета характеристик газового облака.

После выходного сечения на определенном участке (в пределах нескольких диаметров трубы) при превышении статическим давлением на срезе трубы атмосферного давления происходит изоэнтропическое расширение газа с разгоном потока до сверхзвуковых скоростей ($M > 1$) и формированием системы скачков уплотнения (без изменения расходных характеристик в образующемся струйном течении) с потерей полного давления. В конце данного участка давление в поперечной плоскости течения (ударной плоскости) выравнивается и становится равным атмосферному. Параметры именно в этой плоскости – температура T_s , число Маха M_s , плотность ρ_s и диаметр эквивалентного сечения струи d_s в ударной плоскости – используются при расчете процесса рассеяния струи.

Распределение скорости и объемной концентрации по осевой (ξ) координате на расстояниях, существенно превышающих длину участка расширения, для струй, распространяющихся в неограниченном воздушном пространстве описывается функцией:

$$u_m(\xi) = c_m(\xi) = \sqrt{\frac{\rho_s}{\rho_a}} \cdot \frac{12,4}{\xi \cdot \varphi(M_s)}, \quad (3.17)$$

где ρ_a – плотность атмосферного воздуха, а функция $\varphi(M_s)$ определяется по формуле 3.18.

$$\varphi(M_s) = \begin{cases} 1 - \text{при } M_s < 1,2 \\ 1 - 0,4\sqrt{M_s - 1,2} - \text{при } 1,2 \leq M_s \leq 3,6 \\ 0,4 - \text{при } M_s > 3,6 \end{cases}, \quad (3.18)$$

Безразмерная координата ξ определяется из соотношения

$$\xi' = \frac{2 \cdot \xi}{d_s} \quad (3.19)$$

Распределение скорости и концентрации в поперечном сечении к оси струи на расстоянии r задаются зависимостями:

$$\frac{u}{u_m} = f(\eta) = \left(1 - \eta^{3/2}\right)^2 \quad (3.20)$$

$$\frac{c}{c_m} = \left(1 - \eta^{3/2}\right)^{1,5}, \quad (3.21)$$

$$\eta = \frac{r}{c_1 \cdot \xi}, \quad (3.22)$$

Значение c_1 принимается равным 0,22.

Расчет:

$$M_s = 1$$

$$\rho_s = 0,744 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_a = 75,28 \text{ МПа} = 1,26 \text{ кг/м}^3$$

$$T_s = 279,65 \text{ К}$$

$$d_s = 1000 \text{ мм}$$

$$u_m(\xi) = c_m(\xi) = \sqrt{\frac{0,744}{1,26} \cdot \frac{12,4 \cdot 1000}{2 \cdot \xi \cdot 1}} = \frac{4764}{\xi}$$

На рисунке А.1 (Приложение А) приведены результаты расчета длины и полуширины струи, соответствующих НКПР метана, при свободном истечении при сверхкритических параметрах в неподвижную атмосферу из одного конца поврежденного магистрального газопровода, диаметром 1000 мм с максимальным рабочим давлением 7,5 МПа при разрыве между КС длиной 160 км.

Из полученных результатов видно, что максимальная длина (по оси струи) зоны загазованности при выбросе из МГ большого диаметра не превышает 800 – 900 м. С учетом того, что при независимом выбросе струй из двух концов участка разрыва они будут ориентированы вдоль исходной оси МГ с возможным отклонением от нее не более чем на 15 – 20°, потенциально опасная

(воспламеняемая) зона загазованности не выходит за пределы нормативных разрывов между МГ и населенными пунктами.

3.3 Расчет степени поражения ударной волной персонала

Степень поражения ударной волной персонала определяется величиной избыточного давления в ударной волне. При воздействии на человека избыточного давления в пределах 5 – 120 кПа возникают разные степени поражения [21]:

- < 5 кПа (безопасно);
- 5–70 кПа (легкие поражения (ушибы, потеря слуха), средние поражения (кровотечения, вывихи, сотрясения мозга));
- 70–120 кПа (тяжелые поражения, контузии);
- > 120 кПа (смертельные поражения).

Для определения безопасного расстояния поражения избыточной ударной волной персонала выполним расчет на следующих расстояниях от центра взрыва – 80, 85, 90, 100, 150, 250, 500, 700 м.

Рассчитываем избыточное давление ударной волны ΔP_{ϕ} , кПа по формуле (3.23):

$$\Delta P_{\phi} = P_0 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot m_{\text{пр}}^{0,33}}{R} + \frac{3 \cdot m_{\text{пр}}^{0,66}}{R^2} + \frac{5 \cdot m_{\text{пр}}}{R^3} \right), \quad (3.23)$$

где P_0 – начальное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа);

R – расстояние от геометрического центра ГВС, м (80, 85, 90, 100, 150, 250, 500, 700).

$m_{\text{пр}}$ – масса выделившегося при аварии природного газа, кг (определена в п.3.1).

Избыточное давление на расстоянии 80 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 80} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{80} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{80^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{80^3} \right)$$

$$= 140,05 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 85 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 85} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{85} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{85^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{85^3} \right)$$

$$= 123,57 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 90 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 90} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{90} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{90^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{90^3} \right)$$

$$= 110,03 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 100 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 100} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{100} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{100^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{100^3} \right)$$

$$= 89,27 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 150 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 150} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{150} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{150^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{150^3} \right)$$

$$= 42,39 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 250 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 250} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{250} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{250^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{250^3} \right)$$

$$= 18,7 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 500 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 500} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{500} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{500^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{500^3} \right) \\ = 7,32 \text{ кПа}$$

Избыточное давление на расстоянии 700 м от геометрического центра ГВС:

$$\Delta P_{\phi 700} = 101 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 47559,313^{0,33}}{700} + \frac{3 \cdot 47559,313^{0,66}}{700^2} + \frac{5 \cdot 47559,313}{700^3} \right) = 4,86 \text{ кПа}$$

Полученные данные сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Значение избыточного давления ударной волны ΔP_{ϕ} (кПа) на расстоянии от места аварии R (м)

Расстояние от места аварии R, м	Избыточное давление ΔP_{ϕ} , кПа
80	140,05
85	123,57
90	110,03
100	89,27
150	42,39
250	18,7
500	7,32
700	4,86

Сопоставив полученные данные в Таблице 3.3 со степенью поражения ударной волной персонала при воздействии на человека избыточного давления в пределах 5 – 120 кПа, приведенные выше можно сделать следующий вывод:

- 1) Безопасное расстояние от поражения избыточной ударной волной персонала равно 700 м.
- 2) На расстоянии от 150 м до 500 м персонал получит легкие (ушибы, потеря слуха) и средние поражения (кровоотечения, вывихи, сотрясения мозга).
- 3) На расстоянии от 85 м до 100 м персонал получит тяжелые поражения (контузии).
- 4) На расстоянии менее 85 м от места аварии персонал получит смертельные поражения (безвозвратные потери).

3.4 Расчет интенсивности теплового излучения огненного шара и оценка вероятности смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы облучения

При аварийном истечении газа образуется газозвдушная смесь газового облака, размеры которого рассчитаны в п. 3.2. При наличии источника зажигания неизбежен взрыв газопаровоздушного облака (огненного шара).

Горючий газ метан относится к слабо чувствительным веществам (4 класс) по классификации горючих веществ по степени чувствительности согласно таблице 1 Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [30].

Характер взрыва метана определяются классификацией пространства и территории, где этот взрыв произошел. Открытое пространство относится к виду 4 по характеристике видов пространства, окружающего место взрыва по Приложению Е5 ГОСТ Р 12.3.047-2012 [31].

Ожидаемый режим сгорания облака определяется с помощью Приложения Е5 таблицы Е.3 ГОСТ Р 12.3.047-2012 [31]. В зависимости от класса горючего вещества и класса загроможденности окружающего пространства режим сгорания облака относится к диапазону 6 дефлаграционное горение со скоростью фронта пламени, определяемой формулой (3.24):

$$w_{\Gamma} = k_2 \cdot M_{\Gamma}^{\frac{1}{6}} = 26 \cdot 47559,313^{1/6} = 156,5 \text{ м/с}, \quad (3.24)$$

где M_{Γ} – масса горючего вещества в газопаровоздушной смеси, кг;

k_2 – константа, равная 26.

Мощность, выделившаяся при сгорании огненного шара $P_{\text{ош}}$, Вт определяется по формуле (3.25) [32]:

$$P_{\text{ош}} = \frac{Q_{\Gamma} \cdot m_{\Gamma}}{\tau_s}, \quad (3.25)$$

где Q_{Γ} – теплота горения метана $50 \cdot 10^9$ Дж;

m_{Γ} – масса метана, выделившаяся в окружающую среду 47,56 т;

τ_s – время существования огненного шара, с.

Время существования огненного шара находим по формуле (3.26) [32]:

$$\tau_s = 3,8 \cdot \sqrt[3]{m_\Gamma} = 3,8 \cdot \sqrt[3]{47,56} = 13,77 \text{ с}, \quad (3.26)$$

Отсюда

$$P_{\text{ош}} = \frac{50 \cdot 10^9 \cdot m_\Gamma}{3,8 \cdot m_\Gamma^{1/3}} = 13,16 \cdot 10^9 \cdot m_\Gamma^{2/3} = 172,75 \cdot 10^9 \text{ Вт}$$

Тепловую излучательную мощность огненного шара $P_{\text{ош}}$, Вт находим по формуле (3.27) [32]:

$$P_{\text{и}} = P_{\text{ош}} \cdot 0,15 = 25,9 \cdot 10^9 \text{ Вт}, \quad (3.27)$$

где 0,15 – доля энергии теплового излучения в общем энерговыделении.

Интенсивность энергии J_r , Вт/м² облучаемой поверхности находим по формуле (3.28) [32]:

$$J_r = \frac{P_{\text{и}}}{4 \cdot \pi \cdot r^2} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot r^{-2} \text{ Вт/ м}^2, \quad (3.28)$$

Выполним расчет на следующих расстояниях от центра взрыва – 80, 85, 90, 100, 150, 250, 500, 700 м.

Интенсивность энергии на расстоянии 80 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{80} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,00016 = 0,32 \cdot 10^6 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 85 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{85} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,00014 = 0,28 \cdot 10^6 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 90 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{90} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,00012 = 0,25 \cdot 10^6 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 100 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{100} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,0001 = 0,21 \cdot 10^6 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 150 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{150} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,000044 = 0,91 \cdot 10^5 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 250 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{250} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,000016 = 3,30 \cdot 10^4 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 500 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{500} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,000004 = 8,24 \cdot 10^3 \text{ Вт/ м}^2$$

Интенсивность энергии на расстоянии 700 м от геометрического центра ГВС:

$$J_{700} = 2,06 \cdot 10^9 \cdot 0,000002 = 4,12 \cdot 10^3 \text{ Вт/ м}^2$$

Зависимость дозы теплового облучения от расстояния r для огненного шара массой 47559,313 т отражена в таблице 3.4 [32].

Таблица 3.4 – Зависимость дозы теплового облучения от расстояния r для огненного шара массой 47559,313 т

$J_r=f(r)$	$r, \text{ м}$							
	80	85	90	100	150	250	500	700
$J_r, \text{ Вт/м}^2$	$0,32 \cdot 10^6$	$0,28 \cdot 10^6$	$0,25 \cdot 10^6$	$0,21 \cdot 10^6$	$0,91 \cdot 10^5$	$3,30 \cdot 10^4$	$8,24 \cdot 10^3$	$4,12 \cdot 10^3$
$(J_r')^{1,333} \cdot \tau_s, \text{ Дж/м}^2$	$4,4 \cdot 10^7$	$3,86 \cdot 10^7$	$3,44 \cdot 10^7$	$2,89 \cdot 10^7$	–	–	–	–
$(J_r')^{1,15} \cdot \tau_s, \text{ Дж/м}^2$	–	–	$22,2 \cdot 10^6$	$18,2 \cdot 10^6$	$6,95 \cdot 10^6$	$2,16 \cdot 10^6$	$0,44 \cdot 10^6$	–

Смертельное поражение человека определяется индексом дозы облучения по формуле (3.29) [32]:

$$\text{Индекс зоны} = (J_r')^{4/3} \cdot \tau_s, \quad \text{Дж/ м}^2 \quad (3.29)$$

Ожог третьей степени человека определяется индексом дозы облучения по формуле (3.30) [32]:

$$\text{Индекс зоны} = (J_r')^{1,15} \cdot \tau_s = 5,5 \cdot 10^5 \text{ Дж/ м}^2 \quad (3.30)$$

Вероятность смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы облучения определяется по Таблице 2.4 – Вероятность смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы [32].

Сопоставив полученные значения индексов зон облучения в Таблице 3.4 – Зависимость дозы теплового облучения от расстояния r для огненного шара массой 47559,313 т и вероятность смертельного поражения человека в зависимости от полученной дозы облучения по Таблице 2.4 [32] можно сделать следующие выводы:

1) На расстоянии 100 м от геометрического центра ГВС вероятность смертельного поражения человека равна 50-ти процентам, т.к. рассчитанный индекс зоны $2,89 \cdot 10^7 \text{ Дж/м}^2 > 2,30 \cdot 10^7 \text{ Дж/м}^2$.

2) На расстоянии 150 м и более от геометрического центра ГВС человек получит ожог третьей степени, т.к. рассчитанный индекс зоны $6,95 \cdot 10^6 \text{ Дж/м}^2 < 1,00 \cdot 10^7 \text{ Дж/м}^2$.

3.5 Анализ готовности средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения

Локализация и ликвидация возможного сценария аварии «Разрыв газопровода с возгоранием» в Юргинском ЛПУМГ выполняется согласно ПЛА.

Персонал и другие лица, обнаружившие аварию или инцидент на объектах, обязан:

- сообщить диспетчеру предприятия сведения о происшествии;
- выполнить действия согласно ПЛА;
- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправного оборудования;
- осуществлять необходимые действия по поддержанию заданного режима работы объектов МГ и подаче газа потребителям.

Задачи Юргинского ЛПУМГ при возникновении аварии:

- локализация места аварии;
- отключение аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа;
- оповещение, сбор и выезд аварийных бригад по локализации, АВБ, НФГО, НАСФ;

- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объема;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы объектов МГ;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации;

Обобщая данные, полученные в результате расчетов, принимаем следующие условия для порядка действий производственного персонала:

- обнаружение аварии осуществляется персоналом КС или системой контроля загазованности;
- локализация места аварии выполняется оперативным персоналом предприятия в составе: диспетчер, машинист технологических компрессоров (машинист ТК) с использованием средств автоматизированной системы технологических процессов и при необходимости система линейной телемеханики;
- локализация возможного пожара выполняется составом добровольной пожарной команды с использованием пожарного автомобиля;
- оповещение об аварии должностных лиц и взаимодействующих служб выполняет электромонтер станционного оборудования технологической связи с использованием автоматической системы оповещения (АСО);
- сбор членов комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности, аварийных бригад по локализации аварии, аварийно-восстановительной бригады, нештатное аварийно-спасательное формирование и направление аварийных бригад первого выезда на крановые узлы выполняет диспетчер;
- принятие мер исключающих ложную или самопроизвольную перестановку запорной арматуры выполняет состав аварийных бригад по локализации аварии;
- оцепление места аварии выполняет персонал охраны предприятия;

- поиск и оказание первой помощи пострадавшему персоналу при аварии выполняет состав НАСФ;
- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объема выполняет диспетчер совместно с диспетчером ПДС;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации, выполняет персонал охраны предприятия;
- руководство аварийно-восстановительными работами осуществляет председатель КЧС и ОПБ (главный инженер – первый заместитель директора);
- аварийно-восстановительные работы выполняет состав АВБ, управление аварийно-восстановительных работ ООО «Газпром трансгаз Томск», подрядные организации.

3.6 Организация управления, сбор аварийных бригад по локализации аварий, состава НАСФ

В Юргинском ЛПУМГ имеются органы управления для решения задач по разработке и проведению комплекса мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций, а в случае их возникновения – для ликвидации их последствий. Возглавляет органы управления председатель КЧС и ОПБ (главный инженер – первый заместитель директора). Общее руководство ликвидацией инцидентов, аварий и ЧС возложены на директора ЮЛПУМГ.

Имеется основной пункт управления, который находится в постоянной готовности и размещается в рабочем кабинете директора или при необходимости переносится в помещение диспетчерской в КЦ.

Время прибытия на основной пункт управления:

- в рабочее время не позже 30 мин;
- в нерабочее время не позже двух часов после получения информации об угрозе возникновения аварии (ЧС).

При возникновении аварии (ЧС) непосредственно на объекте МГ пункт управления располагается непосредственно на участке ведения аварийно-восстановительных работ. При этом используется передвижной пункт управления на базе автомобиля «Егерь».

В пунктах управления при введении режима повышенной готовности и режима ЧС устанавливается круглосуточное дежурство руководящего состава Юргинского ЛПУМГ.

В Юргинском ЛПУМГ приказом функционирует КЧС и ОПБ в составе 7 человек. Председателем КЧС и ОПБ ЮЛПУМГ назначен главный инженер – первый заместитель директора. Время сбора КЧС и ОПБ в нерабочее время Ч+1 ч. Сбор и доставка членов КЧС и ОПБ выполняется служебными легковыми автомобилями в количестве трех штук. В заседании КЧС и ОПБ принимают участие руководители подразделений в количестве 9 человек. Сбор и доставка руководителей подразделений осуществляется служебным дежурным автобусом. Время сбора руководителей подразделений в нерабочее время Ч+1 ч. На служебном автобусе одновременно прибывают и три бригады по локализации в количестве 10 человек (АБ №№ 1,2 – бригады локализации по 3 человека, АБ № 3 – бригада разведки 2 человека) и состав нештатного аварийного спасательного формирования (НАСФ) в количестве 9 человек. Средства АБ №№ 1, 2, 3 и НАСФ находятся на КС «Проскоково» [33]. Время сбора и выезда по готовности, но не более Ч+1,5 ч.

Одновременно со времени Ч начинается сбор КЧС и ОПБ ООО «Газпром трансгаз Томск». Время сбора КЧС и ОПБ в нерабочее время Ч+1 ч. Согласно календарному плану основных мероприятий Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» при угрозе возникновения и возникновении ЧС (таблица А.2 Приложение А).

После оповещения состава КЧС и ОПБ, руководителей подразделений, аварийных бригад по локализации аварий, НАСФ проводится оповещение и сбор состава аварийно-восстановительных бригад (АВБ) в количестве 28 человек и нештатных формирований гражданской обороны в количестве 18 человек

(санитарный пост 3 человека, звено связи 4 человека, пост РХН 3 человека, звено по обслуживанию убежищ и укрытий 8 человек). Время сбора в рабочее время Ч+1 ч. Время сбора в нерабочее время Ч+2 ч (доставка персонала на КС служебными автобусами).

Диспетчер Юргинского ЛПУМГ передает информацию по изменению оперативной обстановки директору и председателю КЧС и ОПБ средствами связи (по рации и сотовой связи).

3.7 Ликвидации последствий аварий и чрезвычайных ситуаций

К ликвидации последствий аварии приступают после её локализации, организации устойчивой радиосвязи, получения сообщений об организации постов на трубопроводной аппаратуре (ТПА).

Диспетчер Юргинского ЛПУМГ, завершив локализацию и оповещение, выполняет следующие мероприятия:

- направляет к месту аварии состав НАСФ, звено разведки (АБ № 3);
- дает команду электромонтеру СОТС оповестить работников Юргинского ЛПУМГ, участвующих в АВР;
- готовит информацию об аварии (ЧС) по формам 1-ЧС – 4-ЧС о состоянии объектов предприятия для заседания КЧС и ОПБ Юргинского ЛПУМГ.

По прибытии на объект руководство работами по ликвидации аварии (ЧС) осуществляют назначенные приказом лица на месте аварии – директор филиала, главный инженер – первый заместитель директора, заместитель директора, начальник службы (подразделения). До прибытия руководителя его обязанности исполняет старший по должности специалист подразделения – по принадлежности аварийного объекта. Если для ликвидации аварии необходимо выполнить большой объем работ с привлечением персонала, ресурсов и технических средств нескольких подразделений или намечаемые работы технически сложны, то организацию работ на месте должен возглавить

ответственный представитель Общества, назначенный приказом генерального директора Общества.

Вмешиваться в действия ответственного руководителя работ по ликвидации аварии категорически запрещается. При явно неправильных действиях ответственного руководителя работ по ликвидации аварии вышестоящий прямой руководитель имеет право отстранить его и принять на себя руководство ликвидацией аварии или назначить для этого другое ответственное лицо. До прибытия на место аварии ответственного руководителя принятие мер по локализации аварии, безопасности, оказанию помощи пострадавшим, тушению пожара осуществляется ответственным лицом из ИТР, возглавляющим аварийную бригаду. Лица, привлеченные и направленные для ликвидации аварии, оказания помощи пострадавшим сообщают о своем прибытии на место аварии ответственному руководителю работ и по его указанию приступают к выполнению своих обязанностей.

При направлении рабочих на выполнение аварийных работ в газоопасной зоне во главе каждой бригады должен быть ИТР филиала, с достаточным опытом производства таких работ и оформляется наряд – допуск на газоопасные работы.

Состав сил и средств по ликвидации последствий аварий и ЧС показан в Таблице 1Б Приложения Б.

Проанализировав имеющийся состав сил и средств Юргинского ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск» можно принять, что количества сил и средств достаточно для выполнения АВР. При авариях с разрывом МГ и возникновением пожара привлекаются силы и средства отряда ФПС-17 – пожарные расчеты.

В данном разделе требовалось выполнить расчет критериев взрывопожарной и пожарной опасности на линейной части магистрального газопровода и анализ готовности средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения. Полученные данные позволяют создать порядок действий производственного персонала при аварии по разрабатываемому сценарию оперативной части специального раздела ПЛА (таблица В.1, приложение В).

Чрезвычайная ситуация объектового характера по сценарию аварии «Разгерметизация одностороннего газопровода» между КС «Проскоково» и КС «Володино» влечет за собой ущерб здоровью и жизни людей, окружающей природной среде, потери материальных ценностей и затраты на проведение аварийно-спасательных и восстановительных работ. Последствия аварийной ситуации имеют стоимостное выражение, характеризующее масштаб ЧС и воздействие опасности на людей, окружающую среду, материальные ценности.

В данной работе произведена эколого-экономическая оценка аварийной ситуации, связанной с разрывом трубопровода в виду повреждения стенок трубы в месте провара. Обнаруженная в месте разрыва течь из трубы газопровода оперативно устраняется аварийно-восстановительной бригадой после отключения (переключения) аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа.

4.1 Расчет экономических затрат на восстановление газопровода и ликвидацию аварии.

Известно, что из всех инженерных коммуникаций газопровода наиболее дорогостоящими, наименее долговечными и обладающими наибольшей степенью аварийности, являются трубопроводы газопроводных сетей. [34]

Анализ повреждаемости трубопроводов газопроводных сетей показывает, что основным вредным воздействием является наружная коррозия труб из-за доступа влаги к поверхности, физический и моральный износ функциональных элементов газопроводов; человеческий фактор (подача продукта в трубы под давлением при закрытых задвижках, повреждение элементов газопроводов при транспортных авариях и др.); стихийные бедствия (землетрясения, оползни, обвалы и др.); преступные действия людей (теракты,

несанкционированное подсоединение к трубопроводу и др.). Наиболее неблагоприятные условия и наибольшая интенсивность повреждений наблюдается при бесканальной прокладке труб и при прокладке в заболоченных местах из-за низкого качества антикоррозионной защиты, отсутствия дренажа и затопления каналов.

Затраты, вызванные коррозионными повреждениями систем газоснабжения, включают [35]:

1. замена поврежденных трубопроводов;
2. расчет капитальных вложений на замену газопроводной сети;
3. затраты на ремонтно-восстановительные работы;
4. затраты на обслуживание.

Исходные данные для расчета при аварии на газопроводе.

Определить максимально возможную величину ущерба ОЭ при аварии на газопроводе, связанной с разрывом трубопровода.

В результате аварии на трубопроводе в окружающую среду вышло 12 т сжиженного газа.

Расстояние от места аварии до КС «Проскоково» составляет 12 км.

Разлив сжиженного газа составил площадь: длиной $L = 150$ м, шириной $b = 70$ м.

Количество задействованных работников аварийной бригады составляет $R_{аб} = 51$ человек.

Время эксплуатации газопровода до аварии $T_{ф} = 18$ лет.

Балансовая стоимость газопровода и технологического оборудования $C_{гп} = C_{тоб} = 1,5$ млн.руб, арматуры $C_{арм} = 0,36$ млн.руб, стоимость оборотных средств $C_{ос} = 0,2$ млн.руб.

Нормы амортизации: газопровода $N_{ар} = 2$ % / год, технологического оборудования $N_{ато} = 5$ % / год, арматуры $N_{ар} = 4$ % / год.

Суточный пропуск товарной продукции $N_c = 600$ м³, цена единицы товарной продукции $C_{гп} = 90$ тыс. руб.

Норматив штрафов за недопоставку единицы товарной продукции $R_{ш} = 0,2$ тыс. руб. Ставка банковского кредита $C_k = 30$ %/год.

Величина прибыли в единице товарной продукции $\Pi = 6$ %.

Нормы выработки при ведении восстановительных работ: по ремонту газопровода $R_r = 15$ тыс.руб/чел.год, технологического оборудования $R_{то} = 20$ тыс.руб/чел/год, арматуры $R_{ар} = 20$ тыс.руб/чел/год. [36]

Одним из следствий аварии является ущерб, который наносится газопроводной сети и ОЭ. При этом размер ущерба ОЭ тем значительней, чем менее они устойчивы к действию поражающих факторов.

Определим величину максимального прямого ущерба [37]:

$$Y_{\text{пmax}} = C_{\text{гп}} \cdot \left(1 - \frac{N_{\text{аз}} \cdot T_{\text{ф}}}{100}\right) \cdot G_{\text{з}} + C_{\text{тоб}} \cdot \left(1 - \frac{N_{\text{ато}} \cdot T_{\text{ф}}}{100}\right) \cdot G_{\text{то}} + C_{\text{кэсб}} \cdot \left(1 - \frac{N_{\text{акэс}} \cdot T_{\text{ф}}}{100}\right) \cdot G_{\text{кэс}} + C_{\text{ос}} \cdot G_{\text{ос}} \quad (4.1)$$

где $Y_{\text{пmax}}$ – величина возможного прямого ущерба;

$C_{\text{гп}} = C_{\text{тоб}}$ – балансовая стоимость газопровода и технологического оборудования;

$N_{\text{аз}}$ – норма амортизации здания;

$T_{\text{ф}}$ – время эксплуатации ОЭ до аварии;

$N_{\text{ато}}$ – норма амортизации технологического оборудования;

$C_{\text{гпб}}$ – балансовая стоимость газопровода;

$N_{\text{акэс}}$ – норма амортизации технического оборудования;

$C_{\text{ос}}$ – стоимость оборотных средств.

Принимаем относительную величину ущерба, причиняемого газопроводу, равной $G_{\text{гп}} = 0,3$ технологическому оборудованию – $G_{\text{то}} = 0,2$, арматуры – $G_{\text{арм}} = 0,15$, оборотным средствам – $G_{\text{ос}} = 0,15$ от их остаточной стоимости.

$$Y_{\text{пmax}} = 1,5 \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot 18}{100}\right) \cdot 0,3 + 1,5 \cdot \left(1 - \frac{5 \cdot 18}{100}\right) \cdot 0,2 + 0,36 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 18}{100}\right) \cdot 0,15 + 0,2 \cdot 0,15 = 0,288 + 0,03 + 0,01512 + 0,03 = 0,36 \text{ млн. руб.}$$

Определим величину возможного косвенного ущерба.

Потребное количество рабочей силы для ведения восстановительных работ:

$$R = \frac{C_{зб} \cdot G_з}{P_з} + \frac{C_{то} \cdot G_{то}}{P_{то}} + \frac{C_{ар} \cdot G_{ар}}{P_{ар}} \quad (4.2)$$

где R – потребное количество рабочей силы;

$P_{то}$ – норма выработки при ведении восстановительных работ для технологического оборудования

$P_{ар}$ – норма выработки при ведении восстановительных работ для арматуры

$$R = \frac{1,5 \cdot 10^3 \cdot 0,3}{15} + \frac{1,5 \cdot 10^3 \cdot 0,2}{20} + \frac{0,36 \cdot 10^3 \cdot 0,15}{20} = 48 \text{ чел.}$$

Количество производственного персонала, который может быть привлечён к восстановительным работам после аварии:

$$R = R_{\text{шт}} - R, \quad (4.3)$$

где $R_{\text{шт}}$ – количество производственного персонала.

$$R^* = 120 - 48 = 72 \text{ чел.}$$

Время восстановления объекта:

$$T_{\text{восст}} = \frac{T \cdot R}{R^*} \quad (4.4)$$

где T – количество месяцев в году.

$$T_{\text{восст}} = \frac{12 \cdot 48}{72} = 8 \text{ мес.}$$

Стоимость восстановления объекта:

$$C_{\text{восст}} = (C_{збх} \cdot G_з + C_{то} \cdot G_{то} + C_{гп} \cdot G_{гп}) \cdot \left(\frac{C_k}{100}\right) \cdot T_{\text{восст}} \quad (4.5)$$

$$C_{\text{восст}} = (1,5 \cdot 0,3 + 1,5 \cdot 0,2 + 0,36 \cdot 0,15) \cdot \left(\frac{30}{100}\right) \cdot 8 = 1,93 \text{ млн. руб.}$$

Утраченная величина прибыли за время восстановления производства:

$$C_{\text{п}} = \left(\frac{\text{П}}{100}\right) \cdot C_{\text{гп}} \cdot N_c \cdot T_{\text{восст}} \quad (4.6)$$

$$C_{\text{п}} = \left(\frac{6}{100}\right) \cdot 9 \cdot 6 \cdot 8 = 25,92 \text{ млн. руб.}$$

Величина штрафов за невыполнение договорных обязательств:

$$C_{\text{ш}} = R_{\text{шт}} \cdot V \cdot T_{\text{восст}} \quad (4.7)$$

где $R_{ш}$ – норматив штрафов за недопоставку единицы товарной продукции;
 V – объем недопоставки газа.

$$C_{ш} = 0,2 \cdot 6 \cdot 8 = 9,6 \text{ млн. руб.}$$

Средства, затрачиваемые на ведение контроля за газопроводом и разведки:

$$C_p = C_{зпч} \cdot n \quad (4.8)$$

где $C_{зпч} = \frac{C_{зпм}}{K}$ – средняя часовая заработная плата контролера-разведчика, руб/час.

$$K = 8;$$

t – время, в течении которого должна быть проведена первоначальная разведка, равное времени готовности к повреждению спасательных работ, ч.

Количество человек, необходимое для проведения разведки в течение времени t :

$$n = n' \cdot \frac{N_{рз}}{N'_{рз} \cdot T} \quad (4.9)$$

где $N_{рз}$ – количество разрушенных и поврежденных коммуникаций в очаге поражения, ед.;

$N'_{рз}$ – нормативное количество коммуникаций, которое может осмотреть разведывательный дозор за 1 час работы, ед/ч;

n' – нормативное количество человек в разведывательном дозоре, чел.

$$C_p = \frac{13000}{8 \cdot 30} \cdot \left(5 \cdot \frac{1}{4 \cdot 1}\right) = 68 \text{ руб.}$$

Затраты на отключение газопровода:

$$C_{огп} = C_{зпч} \cdot m \cdot n \cdot t_0 \quad (4.10)$$

где $C_{зпч}$ – средняя часовая заработная плата рабочего аварийной группы, руб./ч [38];

m – нормативное количество человек в аварийной группе, чел.;

n – количество отключенных поврежденных участков сетей, ед.;

t_0 – нормативное время отключения аварийной группой поврежденного

участка сети газопровода с закрытием задвижек, выключением подачи газа и устранением аварии, ч/уч.

$$C'_p = \frac{13000}{8 \cdot 30} \cdot (5 \cdot 2 \cdot 3) = 1625 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{лсч}} = C_p + C'_p = 68 + 1625 = 1693 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

При данной ЧС ущерб, руб. причинённый окружающей природной среде, рассчитываем по формуле:

$$C_{\text{ос}} = P_{\text{сл.атм}} \quad (4.12)$$

где $P_{\text{сл.атм}}$ – сумма платы за сверхлимитные (неустановленные, несогласованные) выбросы стационарными источниками, руб рассчитываем применяя Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» и Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» [39, 40].

Сумма платы за сверхлимитные (неустановленные, несогласованные) выбросы стационарными источниками ($P_{\text{сл.атм}}$, руб.) определяется по формуле:

$$P_{\text{сл.атм}} = K_{\text{ср}} \cdot N_{\text{пл}} \cdot M_{\text{ср}} \cdot K_{\text{от}} \quad (4.13)$$

где $K_{\text{ср}}$ – коэффициент к ставкам платы за выброс или сброс соответствующего i -го загрязняющего вещества за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, превышающих установленные разрешениями на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, разрешениями на сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, равный 25;

$M_{\text{ср}}$ – платежная база за выброс или сброс соответствующего i -го загрязняющего вещества, определяемая лицом, обязанным вносить плату, за отчетный период как разница между массой или объемом выбросов или сбросов загрязняющих веществ в количестве, превышающем установленные в соответствующих разрешениях выбросы или сбросы загрязняющих веществ, и массой или объемом лимитов на выбросы и сбросы либо при их отсутствии

нормативно допустимых выбросов или сбросов загрязняющих веществ, тонна (куб. м), равный 124727 м³ или 92,166 т;

$N_{пл}$ – коэффициент к ставке платы за размещение отходов j -го класса опасности за объем или массу отходов производства и потребления, размещенных в пределах лимитов на их размещение, а также в соответствии с отчетностью об образовании, использовании, обезвреживании и о размещении отходов производства и потребления, представляемой в соответствии с законодательством Российской Федерации в области обращения с отходами, равный 108;

$K_{от}$ – дополнительный коэффициент к ставкам платы в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной в соответствии с федеральными законами, равный 2.

Выполняем расчет суммы платы за сверхлимитные (неустановленные, несогласованные) выбросы стационарными источниками:

$$P_{сл.атм} = 25 \cdot 108 \cdot 92,166 \cdot 2 = 497697 \text{ руб.}$$

При данной объектовой ЧС ущерб (плата за ущерб), причинённый окружающей природной среде, составит 0,498 млн. руб.

Максимальная величина косвенного ущерба:

$$U_{косв\max} = C_{в} + C_{п} + C_{ш} + C_{лчс} + C_{ос} \quad (4.14)$$

$$U_{косв\max} = 1,93 + 25,92 + 9,6 + 0,001693 + 0,498 = 37,6497 \text{ млн. руб}$$

Максимальная величина полного ущерба:

$$U_{полн\max} = U_{прям} + U_{косв} \quad (4.15)$$

$$U_{полн\max} = 0,36 + 37,6497 = 38,01 \text{ млн. руб.}$$

4.2 Расчет затрат на ремонт и восстановление газопровода после аварии

Затраты на ремонт и восстановление газопроводной сети включают в себя: капитальные вложения в газопроводную сеть, цену антикоррозионного покрытия для прокладки газопроводной сети, монтажные работы. Капитальные вложения в газопроводную сеть:

$$K_{\text{вл}} = C_{\text{тр}} \cdot (1 + \alpha_{\text{тз}}) + C_{\text{монт}} \quad (4.16)$$

где $C_{\text{тр}}$ – стоимость труб с антикоррозионным покрытием, руб.;

$\alpha_{\text{тз}}$ – отчисления на транспортные затраты (0,15) [27];

$C_{\text{монт}}$ – стоимость монтажных работ, руб.

4.2.1 Стоимость труб

Цена материала для прокладки газопроводной сети с антикоррозионным покрытием складывается из цены труб, цены антикоррозионного покрытия, цены канала [28].

$$C_{\text{тр}} = (2 \cdot (C_{\text{тр1}} + C_{\text{ант.пок}}) + C_{\text{кан}}) \cdot L \quad (4.17)$$

где $C_{\text{тр1}}$ – стоимость одного метра трубы, руб./м;

$C_{\text{ант.пок}}$ – стоимость антикоррозионного покрытия для одного метра трубы, руб/м;

$C_{\text{кан}}$ – стоимость одного метра канала, руб./м;

L – длина трубопровода, м.

$$C_{\text{тр}} = (2 \cdot (1850 + 30) + 8950) \cdot 160 = 2,0336 \text{ млн. руб.}$$

4.2.2 Стоимость монтажных работ

Монтажные работы включают в себя земляные, укладочные работы и испытания, а также антикоррозионное покрытие трубопровода. По преysкурантным ценам работы по монтажу одного метра газопроводной сети составляют 4200 руб./м [41], [42].

$$C_{\text{монт}} = C_{\text{монт1}} \cdot L \quad (4.18)$$

$$C_{\text{монт}} = 4200 \cdot 160 = 0,672 \text{ млн. руб.}$$

$$K_{\text{вл}} = 2,0336 \cdot (1 + 0,15) + 0,672 = 3,011 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, газопровод по транспортировке газа представляет собой объект повышенной опасности, на котором происходят чрезвычайные ситуации, приводящие к утечке газа, взрыву и возникновению пожара, при этом

происходит травмирование и даже гибель людей, повреждение и уничтожение материальных ценностей, нанесение ущерба окружающей природной среде, которые необходимо в короткий срок локализовать и ликвидировать с наименьшим ущербом.

В случае возникновения аварии ущерб наносится как самой газопроводной сети, так и коммуникациям, расположенных вблизи прокладки трубопровода.

В данном разделе был проведен анализ по определению ущерба, нанесенного газопроводу при аварии, связанной с разрывом трубопровода газопроводной сети и расчет затрат на ремонт и восстановление газопроводной сети в результате аварии.

На момент исследования было выявлено, что величина прямого ущерба составляет 0,36 млн. руб., косвенного ущерба – 37,65 млн. руб.

В сумму косвенного ущерба входят средства на восстановление коммуникаций, утраченная величина прибыли за время восстановления производства, величина штрафов за невыполнение договорных обязательств, средства на ликвидацию аварии.

Величина полного ущерба составляет 38,01 млн. руб.

В результате расчета затраты на ремонт газопроводной сети после аварии составляют 3,011 млн. руб. В эти затраты входят капитальные вложения в газопроводную сеть, цена труб, стоимость монтажных работ.

Проанализировав полученные результаты, приведенные в данном разделе, можно сделать вывод о том, что авария повлечет за собой большой материальный ущерб (прямой и косвенный) и приведет к значительным затратам при восстановлении производства.

5 Социальная ответственность

5.1 Организация рабочего места оператора компрессорной станции

Магистральный газопровод – это комплекс трубопроводов и сложных технических сооружений для сбора, очистки, осушки, сжатия, перекачки, сжижения газа. Анализ показывает, что существует оптимальный предел снижения давления и если допустить дальнейшее его снижение, то экономические показатели газопровода снижаются. Поэтому при дальнейшей перекачке газа на определённых расстояниях строятся компрессорные станции, осуществляющие дожатие газа до заданного давления. Компрессорные станции являются движителями, с помощью которых продукт в газопроводе приводят в движение в нужном направлении и на необходимое расстояние (на несколько тыс.км).

Компрессорная станция (далее – КС) совмещена с газоприёмным коллектором, имеет прямоугольную форму 20×19м. Подземная часть железобетонная, глубиной 4,8 м. Основанием является скальный грунт. В зале газомоторных компрессоров установлены два насоса Д2000-100-2 (№1 и №2).

Один агрегат находится в рабочем состоянии, другой в резерве. Перед насосами установлены задвижки чугунные Ду800мм с рабочим давлением 10кг/см². На нагнетании установлены стальные задвижки Ду500мм с рабочим давлением 10кг/см².

Для работников, участвующих в технологическом процессе по обслуживанию и наблюдению за работой компрессорной станции, обеспечены удобные рабочие места, не стесняющие их действий во время выполнения работы. На рабочих местах предусмотрена площадь, на которой размещаются необходимые устройства для управления и контроля над ходом технологического процесса, а также средства сигнализации и оповещения об аварийных ситуациях.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом (стулом, сиденьем) с регулируемым наклоном спинки и высотой сиденья. Эргономические требования при выполнении работ сидя и стоя приведены в ГОСТ 12.2.032 - 78, ГОСТ 12.2.033 - 78 [43, 44].

5.2 Анализ выявленных вредных факторов

На оператора компрессорной станции в процессе работы действуют опасные и вредные производственные факторы.

В соответствии с ГОСТ вредными производственными факторами для оператора компрессорной станции являются:

1. Недостаточное освещение рабочей зоны;
2. Несоответствие параметрам микроклимата;
3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи;
4. Повышенный уровень вибрации;
5. Повышенный уровень производственного шума.

5.2.1 Недостаточное освещение рабочей зоны

Вредное воздействие параметров освещения выражается в отсутствии или недостатке естественного света, а также недостаточной освещенности рабочей зоны.

Для нормализации параметров освещенности необходимо четкое соблюдение требований следующих нормативных документов:

- а) СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [45];
- б) СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [46].

Все элементы осветительных установок (светильники, осветительные

сети и т.п.) должны быть достаточно долговечными, электробезопасными, а также не должны быть причиной возникновения пожара [47].

В таблице 5.1 представлены результаты замеров параметров освещенности компрессорного цеха и допустимые значения.

Таблица 5.1 – Результаты замеров по показателям световой среды

Рабочая поверхность	Измеряемый параметр	Фактическое значение	Значение по нормам
Дежурная комната (рабочее место оператора)	Яркость, кд/м ²	120	≤ 200
	Неравномерность распределения яркости, отн. ед.	2	≤ 10
	Освещенность поверхности рабочего стола, лк	150	150
Компрессорная станция	Яркость, кд/м ²	70	≤ 200
	Неравномерность распределения яркости, отн. ед.	2	≤ 10
	Освещенность середины помещения, лк	100	100

Нормирование значений по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, СП 52.13330.2016 и СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [46, 45, 48]. Как видно из таблицы 5.1 превышения нормирующих значений нет.

5.2.1.1 Расчет параметров освещения в помещении «Дежурная комната»

Расчет освещения производится для помещения площадью 75,6 м², длина которого 9,00 м, ширина 8,40 м, высота 2,90 м. Потолок конструкции «Армстронг» белого цвета. Белый стены, серый пол. Высота рабочего стола над полом равна 0,8 м.

Расчет общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняем методом коэффициента использования светового потока.

Для данного помещения с потолком типа «Армстронг» выбираем в качестве источника освещения светодиодную панель «ДВО 40406-1 595x595x40

40Вт 6500К опал IEK» со световым потоком 4000 лм, мощность лампы 40 Вт [49].

Величину светового потока лампы F , лм определяем по формуле 5.1:

$$F = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta} \quad (5.1)$$

где F – световой поток каждой из ламп, лм;

E – минимальная освещенность, лк;

$E = 300$ лк по требованиям СанПиН 2.2.4.1340-03 [48];

S – площадь помещения, по исходным данным $S=75,6$ м²

Z – коэффициент неравномерности освещения, значение которого для светодиодных светильников равно 1,0;

k – коэффициент запаса, для светодиодных светильников k равен 1,1;

n – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Для определения коэффициента использования светового потока требуется знать индекс помещения i , а также значения коэффициентов отражения потолка $\rho_{\text{п}}$, стен $\rho_{\text{с}}$, и пола $\rho_{\text{пола}}$.

Индекс помещения i определяем по формуле 5.2 [50]:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = 2,07 \quad (5.2)$$

где A, B – размеры помещения, A равно 9,0 м, B равно 8,4 м;

h – высота светильников над рабочей поверхностью;

Высоту светильников, м над рабочей поверхностью определяем по формуле 5.3 [50]:

$$h = h_2 - h_1 \quad (5.3)$$

где h_2 – наименьшая допустимая высота подвеса над полом = 2,90 м.

h_1 – высота рабочей поверхности над полом = 0,8 м.

$$h = 2,90 - 0,80 = 2,1 \text{ м.}$$

$$i = \frac{75,6}{2,1 \cdot (9 + 8,4)} = 2,07$$

По таблице П.1.9 [50] находим соотношение λ . $\lambda = 1,3$.

Расстояние между светильниками, м определяем по формуле 5.4 [50]:

$$L = \lambda \cdot h \quad (5.4)$$

$$L = 1,3 \cdot 2,1 = 2,73 \text{ м}$$

Расстояние от стен помещения до крайних светильников – l определяем по формуле 5.5 [50]:

$$l = \frac{L}{3} \quad (5.5)$$

$$l = \frac{2,73}{3} = 0,91 \text{ м}$$

l принимаем равным 0,90 м, т.к. размеры плитки потолка 0,6 м.

Исходя из размеров помещения, размеров светильников (длина равна 0,6 м, ширина 0,6 м) и расстояния между ними определяем, что число светильников в ряду должно быть 3, а число рядов 3, т.е. всего светильников должно быть 9.

По СанПиН 2.2.4.1340-03 [48] $\rho_{\text{п}}$ равен 0,7; $\rho_{\text{с}}$ равен 0,5 и $\rho_{\text{пола}}$ равен 0,3.

По таблице коэффициентов использования [50] находим η . $\eta = 0,67$.

Определяем величину светового потока лампы F :

$$F = \frac{300 \cdot 1,1 \cdot 75,6 \cdot 1}{9 \cdot 0,67} = 4137 \text{ лм}$$

Сравниваем полученное значение величины светового потока со световым потоком лампы. Полученное значение величины светового потока больше светового потока лампы, значит условие не выполняется – необходимо добавить еще один ряд из трех ламп.

Определяем величину светового потока лампы F для четырех рядов:

$$F = \frac{300 \cdot 1,1 \cdot 75,6 \cdot 1}{12 \cdot 0,67} = 3102 \text{ лм}$$

Сравниваем полученное значение величины светового потока со световым потоком лампы. Полученное значение величины светового потока меньше светового потока лампы, значит условие выполнено.

Схема расположения светодиодных панелей на потолке помещения представлена на рисунке 5.2

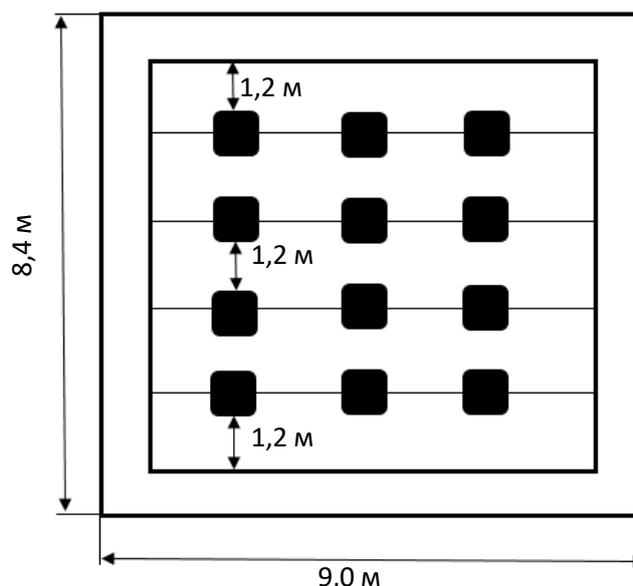


Рисунок 5.2 – Схема расположения светодиодных панелей на потолке помещения

Вывод: система освещения данного помещения должна состоять из четырех рядов по три светодиодных панели «ДВО 40406-1 595x595x40 40Вт 6500К опал ИЕК» со световым потоком 4000 лм, мощность лампы 40 Вт.

Вредное воздействие параметров освещения проявляется в отсутствии или недостатке естественного света, а также недостаточной освещенности рабочей зоны. Работа при недостаточном освещении вызывает чрезмерное зрительное напряжение и, как следствие, повышает утомление, а также ухудшение зрения. С другой стороны, слишком большая яркость (блескость) источников света, а также больших перепадов яркости соседних объектов так же оказывает негативное влияние на органы зрения [51].

Методы и средства защиты: периодический контроль параметров световой среды; замена неисправных источников освещения.

5.2.2 Несоответствие параметрам микроклимата

Вредное воздействие параметров микроклимата проявляется в повышенной или пониженной температуре воздуха рабочей зоны, повышенной или пониженной влажности воздуха, повышенной или пониженной подвижности воздуха [52]. На рабочем месте оператора, производственная

деятельность которого связана с проведением операций по управлению насосами, а также сопряжена с физическим напряжением (перемещение в пространстве, перемещением мелких изделий или предметов при выполнении работ как сидя, так и стоя. В помещении компрессорной станции используется приточно-вытяжная вентиляция при помощи центробежного вентилятора серии ВЦ 4 - 70 [53]. В таблице 5.2 представлены результаты анализа замера параметров микроклимата и допустимые значения в теплое время года.

Таблица 5.2 Результаты замера параметров микроклимата и допустимые значения в теплое время года.

Наименование измеряемого фактора (рабочей зоны)	Фактическое значение	Оптимальные значения	Допустимые значения	Класс условий труда	Время пребывания, %
Кабинет	Категория – Ia			2	84
Температура воздуха, °С	24,7	23–25	21–28	2	
Скорость движения воздуха, м/с	0,01	не более 0,1	не более 0,2	1	
Влажность воздуха, %	45,9	40–60	15–75	1	
Улица	Категория – IIa			2	16
Температура воздуха, °С	26	20–22	18–27	2	
Скорость движения воздуха, м/с	0,21	не более 0,1	не более 0,4	2	
Влажность воздуха, %	53,5	40–60	15–75	1	

В таблице 5.3 представлены результаты анализа замера параметров микроклимата и допустимые значения в холодное время года.

Таблица 5.3 Результаты замера параметров микроклимата и допустимые значения в холодное время года.

Наименование измеряемого фактора (рабочей зоны)	Фактическое значение	Оптимальные значения	Допустимые значения	Класс условий труда	Время пребывания, %
Кабинет	Категория – Ia			2	84
Температура воздуха, °С	23,2	22–24	20–25	2	
Скорость движения воздуха, м/с	0,15	не более 0,1	не более 0,1	1	
Влажность воздуха, %	45,9	40–60	15–75	1	
Улица	Категория – IIa			2	16
Средняя температура воздуха, °С	минус 24	–	минус 37,5	2	

Температура воздуха в холодный период не превышает требуемой санитарными нормами, что свидетельствует о достаточном тепле, выделяемом работающим оборудованием.

Температура воздуха в теплый период не превышает требуемой санитарными нормами, что свидетельствует о достаточной вентиляции в помещении и применением в теплый период времени приточной вентиляционной установки.

Нормирование значений по СанПиН 2.2.4.3359-16 [54]. Как видно из таблицы 5.2 и 5.3 превышения допустимых значений нет. Методы и средства защиты: отопление, вентиляция, кондиционирование, средства индивидуальной защиты, защита временем.

5.2.3 Повышенный уровень вибрации

Причиной вибрации являются возникающие при работе насосов и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Их источниками могут быть

возвратно-поступательные движущиеся системы, неуравновешенные вращающиеся массы, ударные процессы. Длительное воздействие вибрации на организм человека приводит к различным нарушениям здоровья человека и, в конечном счете, к «вибрационной болезни».

Вибрационная патология стоит на втором месте (после пылевых) среди проф. заболеваний. В первую очередь при воздействии вибрации страдает нервная система и анализаторы: тактильный аппарат, вестибулярный аппарат и зрительный аппарат. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуло-вегетативная неустойчивость. Нарушение зрительной функции проявляется сужением и выпадением отдельных участков полей зрения, снижением остроты зрения, иногда до 40%, субъективно – потемнением в глазах. Под влиянием общих вибраций отмечается снижение болевой, тактильной и вибрационной чувствительности. Особенно опасна толчкообразная вибрация, вызывающая микротравмы различных тканей с последующими реактивными изменениями. Общая низкочастотная вибрация оказывает влияние на обменные процессы, проявляющиеся изменением углеводного, белкового, ферментного, витаминного и холестерина обмена, биохимических показателей крови.

Нормативные значения технологической вибрации на постоянных рабочих местах производственных помещений (категория 3 А) и замеры уровня вибрации на рабочем месте оператора компрессорной станции указаны в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Нормативные значения технологической вибрации и замеры уровня вибрации на рабочем месте оператора.

Среднегеометрическая частота октавных полос (корректирующий уровень)	Значения на рабочем месте оператора компрессорной станции	Нормативные значения уровня виброскорости, дБ
2	108	108
4	97	99
8	95	93
16	93	92
31.5	93	92
63	93	92

При замере уровня вибрации на рабочем месте оператора компрессорной станции и сравнении его с нормативными значениями было выявлено, что уровень вибрации превышает допустимые значения и для решения данной проблемы предлагается следующее:

- а) для рук – виброизолирующие рукавицы;
- б) для ног – виброизолирующая обувь.

Виброзащитные рукавицы отличаются от обычных тем, что на их ладонной части или в накладке закреплены эластично-трубчатые элементы, на рукавице имеются трубчатые элементы, закрепленные накладками и расположенные вертикальными рядами параллельно друг другу и перпендикулярно оси рукавицы.

Виброзащитная обувь изготавливается в виде полуботинок как мужских, так и женских, и отличается от обычной обуви наличием подошвы или вкладыша из упругодемпфирующего материала. Существует виброзащитная обувь на упругой подошве, со съёмными упругими каблуками и подметкой или с упругой стелькой.

Параметры общей и локальной вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90 [57], СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [58]. Требования к индивидуальным средствам защиты регламентируются ГОСТ 12.4.002–84 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации» [59]. Общие технические требования на специальную виброзащитную обувь регламентируются ГОСТ 12.4.024 – 76 «Обувь специальная виброзащитная» [60].

5.2.4 Повышенный уровень производственного шума

Шум – это колебание упругой среды. Шум уровня до 65 дБ вызывает раздражение, носящее лишь психологический характер. При уровне шума 65 – 85 дБ проявляется его физиологическое воздействие (человек быстрее устает, снижается производительность труда). Воздействие шума уровнем 85 дБ и выше приводит к нарушениям органов слуха, появляются ощущения тошноты,

головная боль и шум в ушах. При уровне шума более 145 дБ возможен разрыв барабанной перепонки [51].

В компрессорном цехе источником шума ГПА. В помещении «Диспетчерская» источником шума является ПЭВМ.

В таблице 5.5 представлены результаты замеров шума на рабочем месте диспетчера.

Таблица 5.5 – Результаты замеров шума

Наименование измеряемого фактора (рабочей зоны)	Значение по нормам	Фактическое значение	Класс условий труда
Эквивалентный уровень звука, дБА	65	60	2
Максимальный уровень звука, дБА	110	64	2

Нормирование значений по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [61]. Как видно из таблицы 5.5 превышения нормирующих значений нет.

Средства и методы защиты от шума по отношению к защищаемому объекту подразделяются на: средства и методы коллективной защиты и средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны; звукопоглощающие облицовки; объемные поглотители звука; рациональное размещение технологического оборудования, машин и механизмов; рациональное размещение рабочих мест и т.д.

Средства индивидуальной защиты от шума: противошумные наушники; закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные вкладыши; перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему; противошумные шлемы и каски; противошумные костюмы [62].

5.3 Анализа выявленных опасных факторов

5.3.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Электрический ток, проходя через организм, оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое действие выражается в ожогах отдельных участков тела, нагреве кровеносных сосудов, нервов и других тканей. Электролитическое действие выражается в разложении крови и других органических жидкостей, что вызывает значительные нарушения их физико-химических составов. Биологическое действие является особым специфическим процессом, свойственным лишь живой материи. Оно выражается в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в нарушении внутренних биоэлектрических процессов, протекающих в нормально действующем организме и теснейшим образом связанных с его жизненными функциями. В результате могут возникнуть различные нарушения в организме, в том числе нарушение и даже полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения [52].

Наибольшее внимание необходимо уделять вопросам электробезопасности.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются:

а) устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;

б) обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного соприкосновения;

в) электрическое разделение сети;

г) организация безопасной эксплуатации электроустановок

д) применение специальных электрозащитных средств – переносных приборов и приспособлений [55].

Все меры защиты присутствуют в полном объеме на насосной станции первого подъема. Действующим нормативным документом, регламентирующим метеорологические условия, является ГОСТ 30331.1-95 «Электроустановки зданий. Основные положения» [56].

5.4 Охрана окружающей среды

На рабочем месте оператора КС образуются только твердые бытовые отходы (ТБО) в виде бумаги и использованных канцелярских принадлежностей. ТБО из КС переносятся уборщиком в контейнеры для ТБО 4 и 5 класса опасности по № 89-ФЗ [64], расположенные на территории Юргинского ЛПУМГ. Далее контейнеры с ТБО перевозятся на специально оборудованном автомобиле на полигон УМП «Спецавтохозяйство г. Томска» в г. Томск.

5.5 Защита в ЧС

В месте расположения Юргинского ЛПУМГ возможны ЧС природного характера – шторм, сильный шторм. Здания и сооружения Юргинского ЛПУМГ спроектированы, построены и эксплуатируются с учетом данной ЧС природного характера.

При получении штормового предупреждения от ЕДДС Юргинского района выполняются следующие мероприятия: оповещение производственного персонала о возможной ЧС; усиление дежурной диспетчерской службы; внеплановый инструктаж дежурной диспетчерской службы; проверка состояния сил и средств по локализации и ликвидации возможных аварий (ЧС) Юргинского ЛПУМГ.

В Юргинском ЛПУМГ имеется План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах

магистрального газопровода Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» на 2018 – 2019 гг.

В данном разделе был проведен анализ воздействия на оператора компрессорной станции вредных производственных факторов в ходе его работы. На момент исследования было выявлено, что параметры микроклимата и освещения соответствуют допустимым нормам. Уровень шума в производственных помещениях не превышает 80дБ, но близко к допустимому. Поэтому операторы используют наушники.

Уровень вибрации превышает допустимые значения и для решения данной проблемы предлагаются следующие способы:

- а) для рук – виброизолирующие рукавицы;
- б) для ног – виброизолирующая обувь.

На момент исследования было установлено, что условия труда по степени вредности и опасности факторов производственной среды и трудового процесса соответствуют 2 классу условий труда (допустимый).

Заключение

Данная выпускная квалификационная работа была основана на материалах производственной практики, лекционного материала, нормативно-технической документации, а также специальной литературы.

В ходе выполнения квалификационной работы было сделано:

- изучена и проанализирована организационная и нормативно-техническая документация;
- рассмотрена характеристика производственного объекта и выбраны методы исследования;
- выполнен расчет критериев взрывопожарной и пожарной опасности при разгерметизации газопровода и проанализирована готовность имеющихся средств управления, сил и средств по локализации и ликвидации аварий (ЧС), системы оповещения задачам локализации и ликвидации последствий аварий;
- регламентирован порядок первоочередных действий при получении сигнала об аварии (ЧС) на объекте и установлен порядок действий производственного персонала, АБ, НАСФ и НФГО по локализации аварий и ликвидации аварий и ЧС, и их последствий;
- оценен ущерб, который наносится окружающей природной среде, ОЭ и проанализировано влияние вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте оператора.

Итоги работы:

- анализ нормативных источников показал, что план по локализации и ликвидации аварий и ЧС на сегодняшний день не актуален в связи с появлением новых рекомендаций, разработанных ООО Газпром.
- количества сил и средств в Юргинском ЛПУМГ достаточно для локализации и ликвидации последствий аварии (ЧС).
- безопасное расстояние эвакуации производственного персонала при аварии на МГ – не менее 700 м от места разрыва газопровода.

– разработан порядок действий производственного персонала при разрыве с возгоранием газа по сценарию «струевое пламя» оперативной части специального раздела ПЛА;

– расчетная общая сумма полного ущерба составила 38010000 руб.

Данная работа была основана на материалах производственной практики, лекционного материала по дисциплинам организация и ведение аварийно-спасательных работ и производственная безопасность, а также специальной литературы.

Список использованной литературы

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234. Дата обращения: 10.03.2019.
2. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».
3. Р Газпром 2-Х.Х-XXX-2014 Рекомендации организации. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации ОАО «Газпром». Разработка и утверждение плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов.
4. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
5. ГОСТ Р 22.8.01-96 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 12 с.
6. Рекомендации по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах. Серия 09. Выпуск 35. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 56 с.
7. Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах: Постановление Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730 // Собрание законодательства РФ. – 2013. – № 35.

8. ГОСТ Р 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем – М.: ИПК Издательство стандартов, 2008. – 72 с.
9. ГОСТ Р 51901.12-2007 Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов – М.: ИПК Издательство стандартов, 2008. – 120 с.
10. ГОСТ Р 56091-2014 Техническое расследование и учет аварий и инцидентов на объектах Единой и региональной систем газоснабжения – М.: ИПК Издательство стандартов, 2013. – 89 с.
11. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов»
12. СТО Газпром 18000.1-001-2015 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Основные положения»
13. Р Газпром 2-2.3-1002-2015 «Рекомендации организации. Разработка и утверждение плана локализации и ликвидации аварий на линейной части магистральных газопроводов»
14. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99: СП 131.13330.2012 (ред. от 17.11.2015) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=STR;n=16366#09565016829638477>. Дата обращения: 17.03.2019 г.
15. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234. Дата обращения: 17.03.2019 г.
16. Посягин Б.С., Герке В.Г. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем. – М.: ООО «Газпром экспо», 2015. – 796 с.

17. Правила внутреннего трудового распорядка ООО «Газпром трансгаз Томск».

18. Экологическая политика [Электронный ресурс] / ПАО «Газпром»: Охрана природы; Система экологического менеджмента, 2018. – Режим доступа: http://www.gazprom.ru/f/posts/73/278066/environmental_policy.pdf. Дата обращения: 17.03.2019 г.

19. Об охране окружающей среды: Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 31.12.2017) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823. Дата обращения: 17.03.2019 г.

20. О недрах: Федеральный закон от 03.03.1995 № 27-ФЗ (с изм. от 27.12.2009, с изм. От 21.06.2014) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_6021. Дата обращения: 17.03.2019 г.

21. Об охране атмосферного воздуха: Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22971. Дата обращения: 17.03.2019 г.

22. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 23.06.2016) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295. Дата обращения: 17.03.2019 г.

23. О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 // Собрание законодательства РФ. – 2007. – № 22.

24. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» на 2018 – 2020 гг.

25. СТО ГТТ 0123-231-2011 Положение о подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «Газпром трансгаз Томск».

26. СТО ГТТ 0123-046-2010 Оперативная дежурная служба системы гражданской защиты ООО «Газпром Трансгаз Томск».

27. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ПАО «Газпром».

28. СТО ГТТ 0117-381-2016 Методика расчёта нормативных показателей времени выполнения работ по локализации и ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций, связанных с разрывом магистрального газопровода.

29. СТО ГТТ XXXX-XXX-2015 Методика оценки рисков аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2018 г. N 647).

30. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» Серия 27. Выпуск 15. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 44 с.

31. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – М.: Стандартинформ, 2014. – 86 с.

32. Теория горения и взрыва : практикум : учебное пособие / В.А. Девясилов, Т.И. Дроздова, С.С. Тимофеева; под общ. ред. В.А. Девясилова; 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. – 384 с.

33. СТО ГТТ 0111-153-2011 О дежурных аварийных бригадах ООО «Газпром трансгаз Томск».

34. О противопожарном режиме: Постановление Правительства

Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 // Собрание законодательства РФ. – 2012. – № 19.

35. ОДМ 218.5.001-2008 – Методические рекомендации по защите и очистке автомобильных дорог от снега. – М.: Росавтодор, 2008.

36. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 28.12.2013) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=1567>. Дата обращения 21.04.2019

37. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий: Расчет косвенного и прямого ущерба [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/44/44716/index.php#i113018. Дата обращения 21.04.2019.

38. Бадагуев Б.Т. Пожарная безопасность на предприятии. Приказы, инструкции, журналы, положения./ Б.Т. Бадагуев–М.: Альфа–Пресс, 2013. – 488 с.

39. Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду: Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2017 № 255 // Собрание законодательства РФ. – 2017. – № 11. – Ст. 1572.

40. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 № 913 Собрание законодательства РФ. – 2016. – № 38.

41. СТО ГТТ 0117-381-2016 Методика расчёта нормативных показателей времени выполнения работ по локализации и ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций, связанных с разрывом магистрального газопровода.

42. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (утв. приказом МЧС России от 18 июня 2003 г. № 314) [Электронный ресурс] / МЧС России: Законодательство; Нормативные правовые акты МЧС России – URL:

http://www.mchs.gov.ru/law/Normativno_pravovie_akti_Ministers_tva/item/5379961.

Дата обращения: 12.04.2019.

43. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 9 с.

44. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 13 с.

45. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 М.: Стандартинформ, 2017. – 96 с.

58. Светодиодная панель ДВО 40406-1 595x595x40 40Вт 6500К опал ИЕК [Электронный ресурс] / Группа компаний ИЕК, 2018. – Режим доступа: https://www.iek.ru/products/catalog/svetotekhnika/kommercheskoe_osveshchenie/pa_neli_svetodiodnye/svetodiodnye_paneli_40mm/svetodiodnaya_panel_dvo_40406_1_595kh595kh40_40vt_6500k_opal_iek. Дата обращения: 30.04.2019 г.

46. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс] / «Кодекс», 2019. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859404>. Дата обращения: 26.04.2019 г.

47. СТО ГТТ 0123-231-2011 Положение о подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «Газпром трансгаз Томск».

48. СанПиН 2.2.4.1340-03. Гигиенические требования к ПЭВМ и организация работы [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL: <http://base.garant.ru/4179328>. Дата обращения: 20.04.2019 г.

49. Светодиодная панель ДВО 40406-1 595x595x40 40Вт 6500К опал ИЕК [Электронный ресурс] / Группа компаний ИЕК, 2018. – Режим доступа: https://www.iek.ru/products/catalog/svetotekhnika/kommercheskoe_osveshchenie/pa_neli_svetodiodnye/svetodiodnye_paneli_40mm/svetodiodnaya_panel_dvo_40406_1_595kh595kh40_40vt_6500k_opal_iek. Дата обращения: 15.04.2019 г.

50. Расчеты по обеспечению комфорта и безопасности: учебное пособие. В.М. Гришагин, В.Я. Фарберов – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 155 с.

51. Юдин Е.Я. Охрана труда в машиностроении. Учебник для вузов. М., Высш. Школа, 1976. – 433 с.

52. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. Пос. для вузов// П.П. Кукин, В.Л. Лапин - М: Высшая школа 2001. – 318 с.

53. СТО Газпром 18000.1-002-2014 Идентификация опасностей и управление рисками. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».

54. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71362000>. Дата обращения: 26.04.2019 г.

55. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Стандартинформ, 2016. – 21 с.

56. ГОСТ 30331.1-95. ССБТ. Электроустановки зданий. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2015. – 34 с.

57. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2015. – 60 с.

58. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71362000>. Дата обращения: 26.04.2019 г.

59. ГОСТ 12.4.002–84 Средства индивидуальной защиты рук от вибрации. [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL:

<http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71362000>. Дата обращения:
26.04.2019 г.

60. ГОСТ 12.4.024 – 76 Обувь специальная виброзащитная. [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71362000>. Дата обращения: 26.04.2019 г.

61. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. [Электронный ресурс] / Информационно-правовое обеспечение «Гарант», 2019. – Режим доступа: URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71362000>. Дата обращения: 26.04.2019 г.

62. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.

63. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (ред. от 26.11.2015) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_145465. Дата обращения: 12.04.2019.

64. Об отходах производства и потребления Федеральный закон от 04.05.1999 № 89-ФЗ (ред. от 25.12.2018) [Электронный ресурс] / КонсультантПлюс: Законодательство; Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22971. Дата обращения: 10.04.2019.

Приложение А
(обязательное)

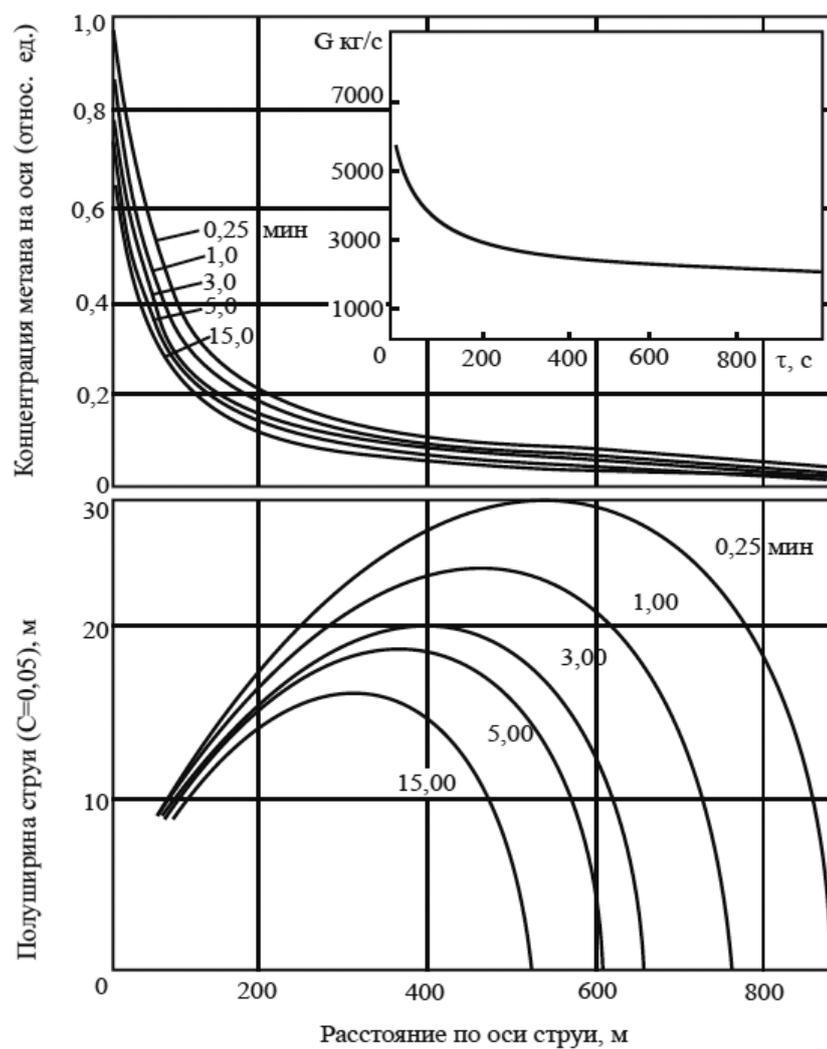


Рисунок А.1 Параметры свободного струйного истечения природного газа из одного конца поврежденного газопровода

Таблица А.2 – Календарный план основных мероприятий Юргинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»

при угрозе возникновения и возникновении ЧС

№№	Наименование мероприятий	Время исполнения Ч +	Время исполнения															Исполнитель
			Минуты						Часы						Сутки			
			10	20	30	40	50	60	2	4	6	10	14	16	20	24	2	
ПРИ УГРОЗЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧС (из режима функционирования «повседневная деятельность» в режим функционирования «повышенная готовность») В рабочее время																		
1.	Получение информации об угрозе возникновения аварии, чрезвычайной ситуации, уточнение обстановки.	00.00-00.10	→															Диспетчер (см. инж.)
2.	Доклад директору филиала, диспетчеру ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск», ЕДДС управления ГОЧС г. Юрга	00.10-00.15		→														Диспетчер (см. инж.)
3.	Оповещение по указанию директора филиала или председателя КЧС и ОПБ руководящего состава филиала и членов КЧС и ОПБ с использованием АСОО	00.15-00.30			→													Диспетчер (см. инж.)
4.	Сбор руководящего состава филиала и членов КЧС и ОПБ	00.30-01.00				→												Диспетчер (см. инж.)
5.	Введение режима функционирования СГЗ филиала «повышенная готовность».	01.00-до ликвидации угрозы ЧС							→									Диспетчер (см. инж.)
6.	Организация круглосуточного дежурства персонала объекта, на котором возникла угроза возникновения аварии (ЧС), усиление наблюдения за обстановкой.	00.10-00.30		→														Диспетчер (см. инж.)
7.	Приведение в готовность и убытие бригады оперативного реагирования к объекту, на котором возникла угроза ЧС.	00.10-01.00		→														Диспетчер (см. инж.)

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.2

8.	Усиление дежурно-диспетчерской службы филиала.	00.10-02.00																		Старший диспетчер
9.	Приведение в готовность к выходу сил и средств СГЗ филиала	00.10-02.00																		Председатель КЧС и ОПБ
10.	Организация круглосуточного дежурства руководящего состава филиала.	01.00-01.30																		Председатель КЧС и ОПБ
11.	Оценка обстановки, принятие решения на проведение мероприятий по защите населения и окружающей природной среды, по обеспечению устойчивого функционирования объектов филиала.	01.00-01.40																		КЧС и ОПБ
12.	Уточнение планов действий сил и средств СГЗ филиала.	01.00-01.40																		КЧС и ОПБ
13.	Проведение подготовительных мероприятий по усилению противопожарной безопасности и охраны объектов филиала	01.00-02.30																		Командир отделения ВПО
14.	Информирование работников о возможной ЧС и порядке действий в случае ее возникновения.	03.00-03.30																		КЧС и ОПБ
15.	Подготовка СИЗ к выдаче личному составу привлекаемых сил, а противогазы – всем работникам.	02.00-04.00																		Заведующий складом, кладовщик
16.	Уточнение укомплектованности формирований личным составом, техникой и табельным имуществом.	03.00-03.30																		КЧС и ОПБ
17.	Уточнение маршрута вывода, эвакуации производственного персонала и населения.	03.00-04.00																		Эвако-комиссия
18.	Приведение в готовность пункта управления	03.00-04.00																		Начальник СТС

Приложение Б
(рекомендуемое)

Таблица Б.1 – Силы и средства ООО «Газпром трансгаз Томск», привлекаемых для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении аварийных ситуаций

Наименование формирований	Количество формирований, ед.	Численный состав одного формирования, чел.	Общая численность л/с формирований, чел.	Оснащение формирований	Степень готовности
Силы предупреждения и ликвидации аварий и ЧС					
АВБ	2	1 зв. – 14, 2 зв. – 10.	24	Экскаватор – 2ед.; Бульдозер – 1ед.; Автокран – 1ед.; Трубоукладчик – 2ед.; Трубовоз – 1ед.; Топливозаправщик – 1ед.; Автомобиль (груз.) – 2 ед.; Автомобиль (легк.) – 2 ед.; Автомобиль (лаборатория) – 1 ед.; Автомобиль (автобус вахт.) – 3 ед.; Вездеход гусеничный – 1ед.; Сварочный агрегат (К 703) – 1ед.; Моторный подогреватель (УМП) – 1ед. АЦ-8,0-40 УРАЛ (58814 С) – 1ед.; Вагон-дом (8341-0001010 ЕРМАК на 8мест) – 1ед	«Ч» +2 часа

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Нештатное аварийно-спасательное формирование	1	1 зв. – 9	9	Специальный автомобиль (лаборатория) 3844КМ/КамАЗ-43114 – 1ед.; Специальный грузовой фургон УАЗ 390995 – 1ед.; ГАСИ (Спрут) – 1комплект.	«Ч» + 2 часа
Добровольная пожарная команда	1	5	5	Пожарный автомобиль – 2 ед.; Пожарная мотопомпа (Гейзер 1200) – 1ед.	«Ч» + 30 мин
Здравпункт (мед. отряд)	1	4	4	вахтовый автобус УРАЛ-3255-0010-4 – 1ед.	«Ч» + 2 часа
ВСЕГО:	5	42	42	27	
Нештатные формирования по обеспечению выполнения мероприятий гражданской обороны (могут привлекаться к ликвидации аварий и ЧС)					
Санитарный пост	1	3	3	Автомобиль – 1ед.	«Ч» + 2 часа
Пост РХН	1	2	2	-	«Ч» + 2 часа
Звено связи	1	3	3	Автомобиль связи ГАЗ-3325 «Егерь-2» – 1ед.	«Ч» + 2 часа
Отделение охраны общественного порядка	1	6	6	Автомобиль (УАЗ-Патриот) – 1ед.	«Ч» + 2 часа
ВСЕГО:	4	14	14	3	
ИТОГО:	9	56	56	30	

Приложение В

(обязательное)

Таблица В.1 – Оперативная часть плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО

Сценарии аварий и места их возникновения	Мероприятия и порядок действий по локализации, ликвидации аварий и спасению людей	Лица, ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Средства для локализации и ликвидации аварий и спасения людей/ места нахождения средств
1	2	3	4
1 Участок ЛЧ МГ Парабель–Кузбасс от 374 км до 401 км (наименование МГ или отвода)			
Сценарий № 1 Разрыв с возгоранием газа по сценарию «струевое пламя» на участке магистрального газопровода между краном №374 и краном № 19.	<u>Действия лица, первым заметившего аварию:</u> - сообщить сменному инженеру/диспетчеру ЛПУМГ по телефону <u>Действия сменного инженера/диспетчера ЛПУМГ:</u> - зарегистрировать информацию об аварии в оперативном журнале; - оповестить начальника смены (диспетчера) ПДС; - оповестить руководство ЛПУМГ; - привести в действие план аварийного оповещения, согласно списку и схеме оповещения должностных лиц, подразделений ЛПУМГ и организаций, которые должны быть немедленно извещены об аварии; - принять меры по выводу агрегатов КС на режим, обеспечивающий безаварийную работу цеха (с применением алгоритмов «аварийная остановка», «кольцо»);	Первый заметивший аварию Сменный инженер: ФИО Дежурный электромеханик связи: ФИО ФИО Работники службы ЛЭС: ФИО	1 Телефон, рация. 1 Телефон, рация; 2 Системы телемеханики, запорная арматура.

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<ul style="list-style-type: none"> - по согласованию с ПДС провести отключение аварийного участка ЛЧ МГ от действующего газопровода (с применением средств телемеханики или направлением аварийных бригад) путем закрытия крана № 374 и крана № 19; - принять оперативные меры по спасению людей, застигнутых аварией, и оказанию помощи пострадавшим; - организовать сбор информации об аварии; - выполнять обязанности ответственного руководителя работ по ликвидации аварии до его прибытия, далее действовать по его распоряжениям; - осуществлять руководство работ по тушению пожара до прибытия ВПЧ/ДПК и ответственного руководителя. 	<p>ФИО ФИО</p>	
	<p><u>Действия ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварий:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - прибыть в ЛПУМГ, оценить ситуацию, осуществлять руководство работами по локализации и ликвидации аварии; - контролировать выполнение отключения аварийного участка ЛЧ МГ от действующего газопровода (с применением средств телемеханики или направлением аварийных бригад); - выявить число застигнутых аварией людей, их местонахождение, принять оперативные меры по спасению людей и оказанию помощи пострадавшим; - организовать оцепление опасной зоны, дать указание об удалении людей из опасной зоны, о выставлении постов на подступах к месту аварии, назначить дежурных к телефонам; - организовать сбор членов КЧС и ОПБ, сообщить о месте сбора всем исполнителям; - проконтролировать полноту оповещения лиц и организаций по утвержденным спискам оповещения (прежде всего пожарную часть и скорую медицинскую помощь); 	<p>Главный инженер ЛПУМГ (или должностное лицо, назначенное приказом): ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация; 2 Системы телемеханики для дистанционного управления, запорная арматура.</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<ul style="list-style-type: none"> - назначить ответственное лицо для ведения оперативного журнала по ликвидации аварии; - по оперативной информации проанализировать технологическую схему отключенного участка, наличие подъездов от железной и автомобильной дорог к месту аварии, ближайших пожарных водоисточниках с маршрутами подъезда к ним; - координировать действия аварийных бригад и других подразделений, участвующих в локализации и ликвидации аварии в соответствии с обстановкой (во взаимодействии с местными органами власти, пожарными частями МЧС и др.); - лично докладывать о текущей обстановке в ПДС; - осуществлять контроль тушения пожара; - по окончании пожара дать разрешение на проведение восстановительно-ремонтных работ, организовать контроль качества работ и пуск магистрального газопровода. 		
	<p><u>Дежурный электромеханик связи:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - оповестить об аварии лиц, согласно списку и схеме; - обеспечивать оперативную связь с должностными лицами и организациями. 	<p>Дежурный электромеханик связи: ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация.</p>
	<p><u>Начальник ЛПУМГ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - получив сообщение об аварии, немедленно явиться в ЛПУМГ и сообщить об этом ответственному руководителю работ по локализации и ликвидации аварии; - организовать оказание своевременной медицинской помощи пострадавшим; - организовать оперативную работу бригад для выполнения необходимых работ, связанных с локализацией и ликвидацией аварии; - организовать работу материальных и аварийных складов; - организовать работу транспорта, своевременную доставку к месту аварии персонала, необходимых материалов и оборудования; 	<p>Начальник ЛПУМГ: ФИО</p> <p>Начальники служб: ФИО ФИО ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация.</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<ul style="list-style-type: none"> - при продолжительности аварийных работ более 6 часов организовать питание и пункт отдыха лиц, участвующих в локализации и ликвидации аварии; - информировать соответствующие организации о характере аварии и ходе спасательных работ. При необходимости обратиться к ним за оказанием практической помощи, согласовав это с руководителем работ по локализации и ликвидации аварии. 		
	<p><u>Начальник ЛЭС:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - при получении сообщения об аварии прибыть в ЛПУМГ; - контролировать оповещение и сбор аварийных бригад; - направить две бригады на оперативных машинах на кран № 374 и кран № 19 для закрытия в ручном режиме (в случае необходимости) и последующего контроля (в том числе предотвращения ошибочной или самопроизвольной перестановки). Контролировать по радиации действие постов на кране № 374 и кране № 19 по отключению поврежденного участка; - организовать проведение инструктажа в точке сбора лиц принимающих участие в ликвидации аварии, обеспечить выезд аварийных бригад на место аварии; - обеспечить аварийные бригады необходимыми для выполнения работ СИЗ, инструментами и материалами; - по согласованию с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии выехать на место аварии; - ознакомиться с обстановкой на месте; - сообщить диспетчеру (сменному инженеру) ЛПУМГ о месте, характере и ориентировочных размерах повреждений, возможных маршрутах подъездов, наличии и состоянии расположенных в непосредственной близости ЛЭП, железных и автомобильных дорог, другую оперативную информацию; - на месте аварии организовать осмотр зоны аварии, оказание помощи пострадавшим, расстановку постов (в районе пожара), оцепление опасной зоны, расстановку предупредительных знаков (посты 	<p>Начальник ЛЭС ЛПУМГ: ФИО</p> <p>Работники ЛЭС: ФИО ФИО ФИО ФИО ФИО</p>	<ul style="list-style-type: none"> 1 Телефон, рация; 2 Противогазы, спецодежда, СИЗ, аптечка/служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС, аварийная машина; 3 Слесарный инструмент, инструмент и приспособления для перестановки запорной арматуры и прекращения поступления газа к месту аварии/ служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС; 4 Аварийные фонари, знаки, предупредительная лента/ служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС; аварийная машина.

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<p>рекомендуется размещать на безопасном расстоянии от контура струй пламени по периметру вытянутого вдоль оси трубопровода условного прямоугольника, внутри которого локализованы струи, прежде всего в точках пересечения границы прямоугольника с транспортными коммуникациями и пешеходными дорогами и тропами).</p> <ul style="list-style-type: none"> - на месте организовать работу аварийных бригад и других специалистов для выполнения работ по локализации и ликвидации аварии, все действия согласовывать с ответственным руководителем работ; - после локализации аварии приступить к ликвидации последствий; - по окончании пожара руководить проведением восстановительно-ремонтных работ, контролем качества работ и пуском магистрального газопровода; - по окончании работ по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии обеспечить снятие постов, вывод техники и персонала за пределы охранной зоны. 		
	<p><u>Персонал ЛЭС:</u> Персонал ЛЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при получении сообщения об аварии в установленном порядке прибыть на место сбора для получения задания и инструктажа перед выездом на трассу; - в составе аварийных бригад по согласованию с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии выехать на оперативных машинах для перекрытия кранов и организации поста (дежурства) на кран № 374 и кран № 19; - по прибытию на крановый узел доложить ситуацию диспетчеру, уточнить информацию об отключении вдольтрассовой ЛЭП; - по согласованию с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии (если кран не управляется дистанционно или находится в промежуточном положении) закрыть кран в ручном режиме; 	<p>Мастер ЛЭС: ФИО Инженер ЛЭС: ФИО</p> <p>Сотрудники аварийной бригады №1: ФИО ФИО</p> <p>Сотрудники аварийной бригады №2: ФИО ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация; 2 Противогазы, спецодежда, СИЗ, аптечка/служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС, аварийная машина; 3 Слесарный инструмент, инструмент и приспособления для перестановки запорной арматуры и прекращения поступления газа к месту аварии, набор искробезопасного</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<p>- водитель по установленной радиосвязи с диспетчерской, докладывает о ходе проведения работ;</p> <p>- после перекрытия кранов № 374 и № 19 необходимо ручным гидронасосом провести уплотнение запорных органов кранов во избежание протечек газа, а также принять меры для предотвращения самопроизвольного открытия кранов, для чего стравить газ через дренажную трубку, откинуть трубки от системы управления открытия кранов импульсным газом, перевести распределитель в положение «ручное управление» (СТО Газпром 14-2005);</p> <p>- осуществлять непрерывное дежурство на крановых узлах №374, №19 в течение всего периода проведения работ по ликвидации аварии, в целях: контроля герметичности закрытых кранов (при необходимости набивать уплотнительной пастой); оперативного контроля показаний манометров; проведения оперативных работ на крановых узлах по распоряжению ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварии;</p> <p>- на месте аварии провести осмотр зоны аварии, оказание первой помощи пострадавшим, расстановку постов (в районе пожара), оцепление опасной зоны, расстановку предупредительных знаков (посты рекомендуется размещать на безопасном расстоянии от контура струй пламени по периметру вытянутого вдоль оси трубопровода условного прямоугольника, внутри которого локализованы струи, прежде всего в точках пересечения границы прямоугольника с транспортными коммуникациями и пешеходными дорогами и тропами).</p>	<p>Сотрудники аварийной бригады №3: ФИО ФИО</p>	<p>инструмента, ручной нагнетатель смазки, газоанализатор, манометр/ служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС; 4 Аварийные фонари, предупредительные знаки, предупредительная лента/ служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС; аварийная машина.</p>
	<p>Работники УАВР:</p> <p>- при необходимости аварийные бригады УАВР на оперативных машинах выезжают на место аварии для проведения восстановительно-ремонтных работ по согласованию с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии. При приближении к месту аварии маршрут рекомендуется прокладывать перпендикулярно оси</p>	<p>Аварийная бригада УАВР: ФИО ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация; 2 Противогазы, спецодежда, СИЗ, /аварийная машина; 3 Инструмент /склад, аварийная машина.</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	газопровода, учитывая возможность «внезапного» увеличения длины струевого пламени (вплоть до 25 %).		
	<p><u>Начальник службы связи:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - при получении сообщения об аварии прибыть на участок связи, принять на себя функции ответственного дежурного; - организовать аварийную связь (определить состав бригады работников связи, используемые средства связи, схему организации связи, организовать выезд бригады к месту аварии на оснащенном оборудованием и материалами автотранспорте, назначив одного из членов аварийной бригады ее руководителем); - обеспечить непрерывную и устойчивую связь между диспетчерской, местом аварии и постами на крановых узлах; - согласовывать работу с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии и руководством ЛПУМГ; - при необходимости выезда на место аварии, для личного руководства организацией аварийной связи, назначить на участке связи ответственного дежурного на весь период локализации и ликвидации аварии; - на месте аварии развернуть передвижные радиостанции для обеспечения дублирования связи на случай отказа основной системы связи; - проверять работу средств связи, в случае отказа немедленно принимать меры для восстановления их работоспособности. 	<p>Начальник службы связи: ФИО</p> <p>Работники связи: ФИО ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация, передвижные радиостанции, 2 Дополнительное оборудование.</p>
	<p><u>Начальник АТХ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - при получении сообщения об аварии оперативно прибыть в ЛПУМГ; - доложить о своем прибытии ответственному руководителю работ; - контролировать проверку технического состояния аварийной техники; - обеспечить готовность техники и оборудования к выезду на место аварии: организовать заправку техники горюче-смазочными материалами; руководить погрузкой, отправкой специальной техники, необходимых материалов и оборудования к месту аварии; 	<p>Начальник АТХ: ФИО</p> <p>Водители: ФИО ФИО ФИО</p>	<p>1 Автотранспорт ЛПУМГ; 2 Спецтехника: экскаватор, трубоукладчик и др.; 3 Средства индивидуальной защиты.</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечить организацию выезда аварийных бригад к месту аварии; - после завершения работ по ликвидации аварии организовать перевозку специальной техники к месту постоянной дислокации. 		
	<p><u>Водитель дежурного автобуса:</u> - выполняет сбор бригады ЛЭС по установленным маршрутам.</p>	<p>Водитель дежурного автобуса: ФИО</p>	<p>1 Автотранспорт ЛПУМГ.</p>
	<p><u>Заместитель главного инженера ЛПУМГ:</u> - прибыть в ЛПУМГ; - сообщить об аварии в ООТиПБ ДО; - действовать по распоряжениям ответственного руководителя по локализации и ликвидации аварии.</p>	<p>Заместитель главного инженера ЛПУМГ: ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация.</p>
	<p><u>Начальник службы ЭТВС:</u> - при получении сообщения об аварии прибыть в ЛПУМГ; - организовать в случае необходимости отключение участка ВЛ вдоль трассы. Согласовать с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии (до его прибытия с диспетчером) произведенные переключения; - предоставить для ликвидации аварии любые материалы и оборудование, имеющиеся в его распоряжении (по требованию ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварии); - организовывать освещение места аварии для нормального проведения аварийно-восстановительных работ в темное время суток. Для освещения использовать светильники только во взрывобезопасном исполнении; - организовать восстановление повреждений участка вдольтрассовой ВЛ по согласованию с ответственным руководителем (после завершения тушения пожара).</p>	<p>Начальник службы ЭТВС: ФИО</p> <p>Работники ЭТВС: ФИО ФИО</p>	<p>1 Автотранспорт ЛПУМГ; 2 Средства индивидуальной защиты.</p>
	<p><u>Члены ДПК:</u> - по получению информации об аварии прибыть на место сбора;</p>	<p>Руководитель тушения пожара: ФИО</p>	<p>1 Средства индивидуальной защиты, спец. одежда;</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<ul style="list-style-type: none"> - по согласованию с ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии выехать на место аварии; - проверить наличие и состояние СИЗ; - проверить состояние средств пожаротушения; - по прибытии на место аварии оценить ситуацию и доложить ответственному руководителю работ по локализации и ликвидации аварии. При приближении к месту аварии маршрут рекомендуется прокладывать перпендикулярно оси газопровода, учитывая возможность «внезапного» увеличения длины струевого пламени (вплоть до 25 %); - провести разведку территории с целью обнаружения и эвакуации пострадавших; - оказать помощь пострадавшим; - провести оцепление опасной зоны (посты рекомендуется размещать на безопасном расстоянии от контура струй по периметру вытянутого вдоль оси трубопровода условного прямоугольника, прежде всего в точках пересечения границы прямоугольника с транспортными коммуникациями и пешеходными дорогами и тропами). - до прибытия пожарного расчета приступить к локализации и тушению пожара первичными средствами пожаротушения (до понижения давления газа тушить только очаги вторичных возгораний); - при получении указания от ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварии (либо в случаях очевидной необходимости дальнейшей организации боевых действий по тушению пожара) провести боевое развертывание и приступить к локализации и тушению очагов вторичных возгораний (до понижения давления газа); - участвовать в ликвидации аварии; - не допускать повторных возгораний. <p><u>Работники ВПЧ и профессионального АСФ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - немедленно прибыть на место аварии, доложить ответственному руководителю работ по локализации и ликвидации аварии о своем прибытии. При приближении к месту аварии маршрут рекомендуется 	<p>Начальник ВПЧ: ФИО</p> <p>Работники ВПЧ: ФИО ФИО ФИО</p> <p>Начальник ДПК: ФИО</p> <p>Работники ДПК: ФИО ФИО ФИО</p> <p>Сотрудники АСФ: ФИО ФИО</p>	<p>2 Первичные средства пожаротушения (огнетушитель РП-18(РЛО))/ служебные помещения ЛЭС, склад аварийного запаса ЛЭС, аварийная машина, дом обходчика;</p> <p>3 Пожарно-техническое вооружение, пожарные рукава / пожарные автомобили.</p>

Продолжение приложения В
Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
	<p>прокладывать перпендикулярно оси газопровода, учитывая возможность «внезапного» увеличения длины струевого пламени (вплоть до 25 %).</p> <ul style="list-style-type: none"> - произвести боевое развертывание и приступить к локализации и тушению пожара; - до понижения давления газа тушить только очаги вторичных возгораний; - при снижении давления в случае необходимости (по согласованию с ответственным руководителем) принять меры к срыву факела и охлаждению конструкций; - совместно с работниками ДПК провести разведку территории с целью обнаружения и эвакуации пострадавших; - оказать помощь пострадавшим; - провести оцепление опасной зоны (посты рекомендуется размещать на безопасном расстоянии от контура струй пламени по периметру вытянутого вдоль оси трубопровода условного прямоугольника, внутри которого локализованы струи, прежде всего в точках пересечения границы прямоугольника с транспортными коммуникациями и пешеходными дорогами и тропами). - организовать дежурство у очага пожара дежурного караула; - не допускать повторных возгораний. 		
	<p><u>Работники медпункта ЛПУМГ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - оказать (при необходимости) первую медицинскую помощь пострадавшим, эвакуировав их в безопасную зону; - контролировать отправку пострадавших в медицинское учреждение. - организовать (при необходимости) непрерывное дежурство медицинского персонала на месте аварии на время локализации и ликвидации аварии. 	<p>Начальник медпункта: ФИО</p> <p>Врач (фельдшер): ФИО ФИО</p>	<p>1 Телефон, рация; 2 Средства индивидуальной защиты; 3 Медицинское оборудование и медикаменты.</p>